Politécnico do Porto
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Avaliação de Desempenho e Transação de Energia Elétrica numa Comunidade de Energia Baseada em Produção Solar Fotovoltaica

Rita Silva

LEEC
Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Outubro, 2021

Este relatório satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de Unidade Curricular de Projeto/Estágio, do 3º ano, da Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.

Candidato: Rita Silva, Nº 1141201, `1141201@isep.ipp.pt`

Orientação Científica: Zita Vale, `zav@isep.ipp.pt`

Coorientação Científica: Fernando Lezama, `flz@isep.ipp.pt`

Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia do Porto
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200–072 Porto

Outubro, 2021

Agradecimentos

Devo a conclusão do presente relatório ao contributo, direto ou indireto, de várias pessoas. Nomeá-las seria uma tarefa impossível, contudo manifesto a todas o meu sincero agradecimento e apreço.

À minha família, em especial aos meus pais e irmãos, agradeço o apoio ímpar prestado ao longo do meu percurso académico, todas as palavras de motivação e incentivo, sem as quais não teria sido possível concluir esta etapa. A eles dedico todo o meu esforço.

Aos meus orientadores Professora Doutora Zita Vale e Doutor Fernando Lezama, agradeço a disponibilidade, compreensão, supervisão e partilha em todas as fases deste projeto e elaboração do relatório.

Aos meus amigos e colegas de curso agradeço todos os momentos de partilha e amizade.

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto, em especial ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica, agradeço a excelência de ensino e docentes.

O meu sincero obrigada!

"Tentar não significa conseguir, mas certamente quem conseguiu, tentou."

Aristóteles

Resumo

A modernização do setor elétrico baseada em tecnologias de comunicação em tempo real encontra-se atualmente em expansão, como são exemplo as *smart grids*. Este progresso dotará o sistema elétrico de inteligência que permitirá estabelecer interações comerciais entre os clientes e as empresas que os representam na aquisição e venda de energia no mercado.

Atualmente, as redes elétricas estão a evoluir rapidamente para sistemas mais complexos, impulsionados, principalmente, pelas *smart grids*. Nesse contexto, coexistem diferentes tecnologias, beneficiando, assim, tanto os clientes como os operadores. Devido à natureza multidisciplinar dessas tecnologias, são necessárias ferramentas especializadas, com a capacidade de avaliar os indicadores de desempenho, do inglês (*Key Performance Indicators* - KPI), de modo a validar e demonstrar o valor de soluções aplicadas no contexto de sistemas energéticos.

Este projeto tem como fundamento principal as energias renováveis, mais especificamente, a energia solar fotovoltaica. Neste trabalho é feita uma análise do impacto da utilização de painéis solares e como estes beneficiam os consumidores, tendo em conta a aplicação de diferentes tarifas elétricas.

É também analisada a geração fotovoltaica, da qual se verifica que, quando os custos de consumos são menores, há uma maior produção de energia. Produção essa que se faz sentir em maior quantidade, principalmente, nos meses de verão conjugados com o incremento de energia fotovoltaica, podendo atingir valores na ordem dos 6 milhares de kWh.

Tendo em conta o conceito de KPI, são tidas em consideração conclusões mais eficazes, que permitem uma melhor análise de desempenho do sistema.

Deste estudo, extrai-se que a aplicação de painéis fotovoltaicos tem um impacto positivo nos custos finais, chegando a ter poupanças, anuais, de cerca de 66%.

No entanto, uma das desvantagens da aplicação de painéis é que, estes dependem da meteorologia e atingem a sua maior produção, aproximadamente, a meio do dia, o que não coincide com os horários de pico da procura, tal como em [1].

Palavras-Chave: agregador, comunidade de energia, energias renováveis, geração fotovoltaica, KPIs, mercado de eletricidade, prosumer, smart grids, stakeholder.

Abstract

The modernization of the electricity sector based on real-time communication technologies is currently expanding, such as *smart grids*. This progress will provide the electrical system with intelligence that will make it possible to establish commercial interactions between customers and the companies that represent them in the purchase and sale of energy in the market.

Currently, power grids are rapidly evolving into more complex systems, driven mainly by *smart grids*. In this context, different technologies coexist, thus benefiting both customers and operators. Due to the multidisciplinary nature of these technologies, tools are needed, with the ability to assess performance indicators (*Key Performance Indicators* - KPI), in order to validate and demonstrate the value of solutions applied in the context of systems energy sources.

This project is mainly based on renewable energies, more specifically photovoltaic solar energy. This work analyzes the impact of using solar panels and how they benefit consumers, taking into account the application of different electricity tariffs.

Photovoltaic generation is also analyzed, which shows that when consumption costs are lower, there is greater energy production. This production is felt in greater quantity, especially in the summer months combined with the increase in photovoltaic energy, reaching values in the order of 6 kW values.

Taking into account the concept of KPI, they are taken into account exclusively, which allows for a better analysis of system performance.

From this study, it appears that the application of photovoltaic panels has a positive impact on final costs, reaching annual savings of around 66 %.

However, one of the disadvantages of applying panels is that they depend on the weather and reach their highest production at approximately midday, or that they do not coincide with peak demand times [1].

Keywords: aggregator, energy community, renewable energy, photovoltaic generation, KPIs, electricity market, prosumer, smart grids, stakeholder.

Índice

Lista de Figuras **vii**

Lista de Tabelas **ix**

Lista de Acrónimos **xi**

1 Introdução **1**
1.1 Contextualização e Motivação 1
1.2 Objetivos 3
1.3 Calendarização 3
1.4 Organização do Documento 3

2 Revisão Literária **5**
2.1 *Smart Grids* 5
2.1.1 Modelo de Transação de Energia *Peer-to-Peer* 9
2.1.2 Projetos Relacionados com o Modelo *Peer-to-Peer* 10
2.2 *Stakeholders* 11
2.2.1 Identificação de *Stakeholders* 11
2.2.2 Agentes do Mercado de Eletricidade 13
2.3 Indicadores de Desempenho 15
2.3.1 Tipos de Indicadores 16
2.3.2 Vantagens dos KPIs 17

3 Panorama Atual do Mercado de Eletricidade **19**
3.1 Evolução da Energia Fotovoltaica no Mercado Energético 20
3.2 Mercados de Eletricidade 22
3.2.1 Mercado Grossista 23
3.2.2 Mercado Retalhista 24
3.2.3 Mercado Local 25

4 Modelos de Negócio **29**
4.1 Modelos do Mercado Local de Energia 30
4.1.1 Modelo Desagregado 30
4.1.2 Modelo *Pool* Simétrico 31

4.1.3 Modelo *Pool* Assimétrico 32
4.1.4 Modelo *Pool*-Bilateral ou Híbrido 33
4.2 Modelos em Sistemas de Energia Fotovoltaica 34

5 Metodologia **37**
5.1 Estrutura 37
5.2 KPIs de *baseline* 38
5.3 Impacto da Produção Fotovoltaica (PV) 39

6 Casos de Estudo **41**
6.1 Caso de Estudo 1 43
6.1.1 Análise de Resultados 47
6.2 Caso de Estudo 2 48
6.2.1 Análise de Resultados 50
6.3 Caso de Estudo 3 51
6.3.1 Análise de Resultados 52
6.4 Discussão de Resultados 53

7 Conclusões **55**
7.1 Considerações Finais 55
7.2 Trabalhos Futuros 56

Referências **58**

A Dados do Excel **67**
A.1 Exemplos de dados com as diferentes tarifas 67

Lista de Figuras

1.1 Calendarização do plano de trabalho 3

2.1 Transformação do setor elétrico com fluxo energético bidirecional, fonte [2] 6
2.2 Interação do *Virtual Power Player* numa *smart grid*, fonte [3] 6
2.3 Representação do modelo P2P para transação de energia, fonte [4] . 10
2.4 Indicadores de desempenho, fonte [5] 16

3.1 Evolução da capacidade solar fotovoltaica global (2009-2019), fonte [6] 21
3.2 Evolução fotovoltaica em Portugal (2009-2019), fonte [7] 22
3.3 Estrutura de um Mercado Grossista, fonte [8] 24
3.4 Estrutura de um Mercado Retalhista, fonte [8] 25
3.5 *Design* e categorização de um Mercado Local, fonte [8] 26

4.1 Modelo *Pool* Simétrico, fonte [9] 32
4.2 Modelo *Pool* Assimétrico, fonte [10] 33
4.3 Modelo *Pool*-bilateral ou híbrido, fonte [11] 34
4.4 Posição dos 2 BMs na cadeia de valor, fonte [12] 35

5.1 Estrutura da metodologia de avaliação de KPI, adaptado de [13] . . 38

6.1 Dados (retirados do Excel) dos primeiros 10 períodos do agente 1 da comunidade PV=40% 44
6.2 Custos mensais de acordo com as variações de PV, considerando os preços das tarifas de rede 45
6.3 Produção fotovoltaica (dos 25 agentes) mensal, tendo em conta PV40, PV80 e PV100 46
6.4 Custos mensais com a utilização de diferentes tarifas, tendo em conta as comunidades PV0 e PV40 50
6.5 Evolução dos custos mensais (dos 25 agentes) tendo em conta os cenários: PV0_Grid e PV100_Agg 52

A.1 Tarifa bi-horária da rede ao longo das primeiras 25 horas, do mês 1 do agente 1 67

A.2 Tarifa do agregador ao longo das primeiras 25 horas, do mês 1 do agente 3 68

Lista de Tabelas

2.1 Principais *stakeholders* e as suas funções, fonte [14] 14

4.1 Conceituação dos Modelos de Negócio, fonte [15] [16] 30
4.2 Comparação da concepção dos dois BMs, fonte [15] [16] 36

6.1 Sintetização dos casos de estudo abordados 43
6.2 Custo mensal (dos 25 agentes) de acordo com a variação de PV, considerando os preços das tarifas de rede 45
6.3 Produção fotovoltaica mensal (dos 25 agentes), tendo em conta diferentes percentagens de PV 46
6.4 Custos mensais (dos 25 agentes), aplicando as tarifas de rede e de agregador da comunidade PV=0 49
6.5 Custos mensais (dos 25 agentes), aplicando as tarifas de rede e de agregador da comunidade PV=40% 49
6.6 Valores dos custos mensais (dos 25 agentes) dos cenários: PV0_Grid e PV100_Agg 52

Lista de Acrónimos

BM	Business Model
BSC	Balance Scorecard Basics
CER	Comunidade de Energia Renovável
DEE	Departamento de Engenharia Electrotécnica
DSO	Distribution System Operator
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
GECAD	Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento
GEE	Gases de Efeito de Estufa
ICT	Information and Communication Technologies
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
ISO	Independent System Operator
KPI	Key Performance Indicators
LEEC	Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
MCP	Market Clearing Price
ME	Mercado de Eletricidade
MGE	Mercado Grossista de Eletricidade
MLE	Mercado Local de Eletricidade
MRE	Mercado Retalhista de Eletricidade
OIS	Operadores Independentes do Sistema
OM	Operador de Mercado

ORD	Operador da Rede de Distribuição
P2P	Peer-to-Peer
SG	Smart Grids
TSO	Transmission System Operator
VRE	Variale Renewable Energy

Capítulo 1

Introdução

O presente relatório de projeto/estágio de licenciatura satisfaz, parcialmente, os requisitos para a obtenção do grau de Licenciado em Engenharia, constituindo uma prova para a conclusão da Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica e Computadores (LEEC), do Departamento de Engenharia Electrotécnica (DEE), no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP).

Assim, ao longo deste capítulo é descrita a contextualização e motivação do projeto, bem como os objetivos do trabalho e a sua organização e calendarização.

1.1 Contextualização e Motivação

Este projeto surgiu do desejo de realizar um trabalho no âmbito das Energias Renováveis. Neste contexto, o Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão (GECAD) detinha uma vasta lista de propostas relacionada com o âmbito referido anteriormente.

Constatando-se que o grau de dificuldade deste projeto estava ao nível de um relatório de projeto/estágio de licenciatura, a Avaliação de Desempenho e Transação de Energia Elétrica numa Comunidade de Energia Baseada em Produção Solar Fotovoltaica, foi realizada segundo a orientação do GECAD.

O GECAD é uma unidade de Inovação e Desenvolvimento (I&D) com sede no ISEP que se dedica à promoção e desenvolvimento de investigação científica no domínio da Inteligência Artificial, Sistemas baseados em Conhecimento e Sistemas de Apoio à Decisão.

Atualmente, as redes elétricas estão a evoluir rapidamente para sistemas mais complexos, impulsionados, principalmente, por redes elétricas inteligentes, as *smart grids* (SG) [17]. Nesse contexto, coexistem diferentes tecnologias, beneficiando, assim, tanto os clientes como os operadores. Devido à natureza multidisciplinar das tecnologias que são consideradas numa SG, são necessárias ferramentas especializadas, com a capacidade de avaliar os indicadores de desempenho (KPI), de modo a validar e demonstrar o valor de soluções aplicadas a adversidades de sistemas energéticos. No entanto, a adequada definição e seleção de KPIs, por norma, é uma tarefa desafiadora.

Devido a um aumento significativo no consumo global de eletricidade globalmente, é emergente optar por alternativas melhores, mais eficientes e eficazes. Daí, surgem as fontes de energia sustentáveis como resposta a esta procura [18]. Isso torna-se cada vez mais importante no contexto da implementação de abordagens modernas modernas, tal como aquelas que podem ser aplicadas em casos de SG e comunidades criativas.

A eletricidade pode ser produzida a partir de fontes convencionais, mas também através de fontes renováveis. Nesse sentido, há uma grande expectativa da rede elétrica inteligente para fornecer serviços de energia sustentável, usando o fluxo bidirecional de dados. Um elemento importante de uma SG é o *prosumer*, isto é, o consumidor que também produz e partilha a energia excedente com a rede ou com outros consumidores finais.

O setor de energia elétrica está no início de um processo de transformação fundamental para uma produção mais sustentável baseada em energias renováveis. Consequentemente, as concessionárias de energia elétrica como atores incumbentes enfrentam um enorme desafio para encontrar novas maneiras de criar, entregar e capturar valor de tecnologias de energia renovável [12]. Em resposta a este desafio surgem os modelos de negócio, do inglês *business models* (BMs) com o " fundamento lógico de como uma organização cria, entrega e captura valor" [15].

Há uma grande necessidade de se investir em energias limpas, uma vez que, para além da questão ambiental, tem-se que o seu retorno é, em média, feito em poucos anos.

Com a realização deste trabalho, pretende-se conhecer e aplicar modelos de negócio em contexto de energia solar fotovoltaica, bem como aferir o impacto que esta tem nos consumos e gerações de energia. Para isso serão feitas algumas análises relativas a gastos e produção de geração fotovoltaica em comunidades, tendo em conta as variações das percentagens de utilização dos painéis solares.

1.2 Objetivos

No âmbito da avaliação de desempenho de estratégias de uso e transação de energia elétrica produzida com base em fontes primárias renováveis, o presente trabalho teve por finalidade o cumprimento dos seguintes objetivos:

- estudo e análise de estratégias de uso e transação de energia elétrica;
- identificação dos principais *stakeholders*;
- estudo e compreensão de indicadores de desempenho (KPI);
- análise de casos de estudo com base em dados reais para avaliar o impacto da utilização de painéis fotovoltaicos.
- aferir a influência de PV nos gastos finais de uma comunidade de casas;
- comparação da geração fotovoltaica em diferentes comunidades de casas;
- avaliar a influência de diferentes tarifas (tarifa de rede e de agregador) nos custos finais nas comunidades;
- comparar a diferença entre os custos finais para a utilização da tarifa de agregador e da tarifa de rede.

1.3 Calendarização

O diagrama de Gantt, ilustrado na figura 1.1, sumariza e calendariza o plano de trabalhos para este projeto.

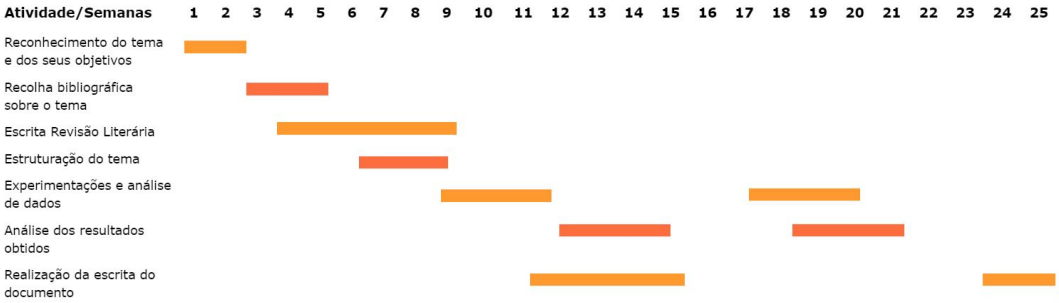


Figura 1.1: Calendarização do plano de trabalho

1.4 Organização do Documento

Este documento está organizado em 7 capítulos mais os anexos. O presente capítulo faz a introdução ao documento, descrevendo o enquadramento, os objetivos do trabalho e a sua organização.

De seguida, no capítulo 2, são introduzidos alguns conceitos como *Smart Grids*, *Stakeholders* (em contexto do trabalho realizado), *Key Performance Indicators*, acompanhados de alguns exemplos, bem como as vantagens dos mesmos.

O capítulo 3 situa o leitor relativamente ao panorama atual do mercado de eletricidade, bem como um breve levantamento da evolução do impacto da energia fotovoltaica no mercado energético. Neste ainda são abordados os tipos de mercado, nomeadamente, o retalhista, o grossista e o mercado local de eletricidade.

O capítulo 4 dá a conhecer os modelos de negócio, do inglês *business models*, mais usuais no mercado de eletricidade, onde se regem pela apresentação de propostas de compra e venda de energia por parte de entidades produtoras e comercializadoras de energia. Assim como também há uma abordagem dos BMs em contexto de energia fotovoltaica, que sustentou a abordagem realizada no trabalho prático, no capítulo 6.

No capítulo 5 é exposta a metodologia utilizada neste trabalho, onde são referenciados trabalhos que deram apoio ao presente relatório.

O capítulo 6 são apresentados três casos de estudo relativos a diferentes percentagens de utilização de PV, bem como as discussões de resultados dos mesmos.

Por fim, no capítulo 7, são tecidas as principais conclusões do trabalho e ainda sugestões de melhoria, bem como possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Literária

O presente capítulo está dividido em quatro secções. A primeira diz respeito às *Smart Grids*, onde são abordados o seu conceito, bem como a sua ligação em termos de energia fotovoltaica. A segunda secção aborda as transações energéticas, enfatizando o Modelo *Peer-to-Peer*. A terceira refere os *stakeholders* e as suas definições de acordo com a literatura, assim como uma abordagem dos principais *stakeholders* que dão suporte ao trabalho prático. Por fim, a quarta secção expõe os tipos de *Key Performance Indicators* (KPIs), bem como as suas vantagens.

2.1 *Smart Grids*

Tradicionalmente, a geração de energia elétrica encontra-se distante dos centros de consumo, no entanto, a distância tem vindo a ser complementada com a introdução de produção distribuída, do tipo cogeração e energia renovável, soluções mais económicas e sustentáveis, que respeitam o meio ambiente. A instalação de novos tipos de produção, localizados nos consumidores finais, introduz perturbações na rede elétrica de distribuição, deixando de existir um fluxo unidirecional de energia, mas passando a fluir nos dois sentidos (figura 2.1) [19].

Assim, surgem os agregadores, representativos dos recursos energéticos distribuídos na rede, que necessitam de interagir com os clientes, receber informações do perfil de cada cliente, a fim de decidir a sua estratégia de controlo e atuação nos mercados de energia. Ou seja, para além do fluxo bidirecional de eletricidade

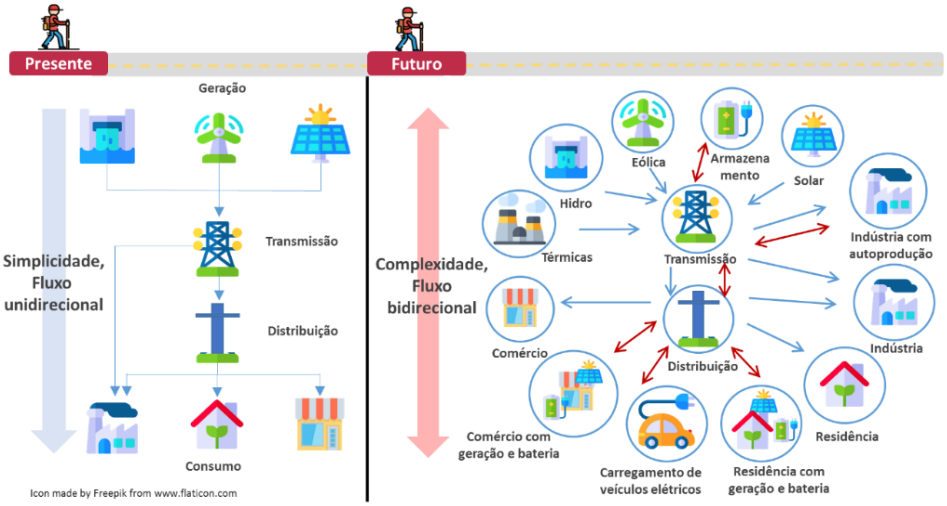


Figura 2.1: Transformação do setor elétrico com fluxo energético bidirecional, fonte [2]

estabelece-se um fluxo bidirecional de informação entre o utilizador e o agregador,a fim de facilitar a introdução da geração distribuída na rede (figura 2.2), fonte [3].

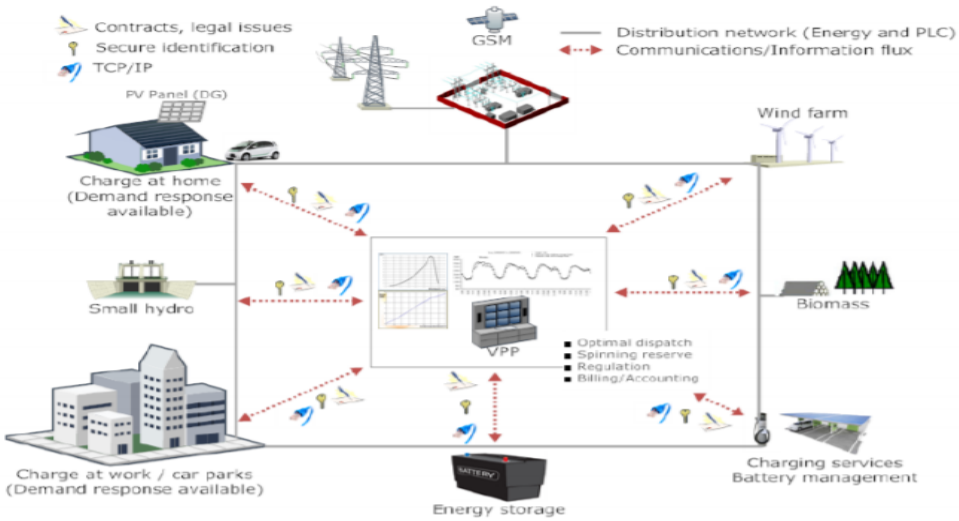


Figura 2.2: Interação do *Virtual Power Player* numa *smart grid*, fonte [3]

.

O conceito de *Smart Grids* (SG) surgiu após a publicação do relatório da Plataforma Tecnológica Europeia (ETP), em 2006, no qual estabelecia uma visão para as redes elétricas Europeias para o futuro, tendo sido definidos objetivos para o ano de 2020 [20]. Em 2008, a UE delineou a meta de 20% para o ano de 2020, no que diz respeito à eficiência energética, produção de origem renovável e redução dos gases

de efeito de estufa (GEE), o que impulsiona o aprofundamento do conceito de SG, uma vez que é consensual a ideia de investir em tecnologias mais eficientes de modo a tornar as economias dos países mais sustentáveis [21] [22] [23].

Tal como referido, no que diz respeito ao setor elétrico foi proposto que a produção de energia reduzisse a emissão de GEE, as redes elétricas fossem inteligentes o que permitirá modificar os comportamentos energéticos dos consumidores (reflexo da informação dada aos consumidores); amplificar a eficiência energética e permitir uma adequada introdução de renováveis [23].

Existem várias definições de rede inteligente. Segundo a Plataforma Tecnológica Europeia,"rede inteligente é uma rede elétrica que pode inteligentemente integrar todos os utilizadores a ela ligados, com a finalidade de fornecer a energia de forma eficiente, sustentável, económica e segura" [24]. Por outro lado a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) adota a definição seguida pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia: "*Smart grid* é uma rede elétrica que pode integrar com custos eficientes, os comportamentos e ações de todos os utilizadores que a ela estejam ligados – produtores, consumidores e aqueles que podem ser ambos – e assegurar a existência de um sistema elétrico sustentável e economicamente eficiente, com baixas perdas, elevados níveis de segurança para pessoas e bens, elevados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento"[25]. Já a EDP afirma que "As redes inteligentes (*Smart Grids*) são o futuro da distribuição de energia elétrica em Portugal e no Mundo" [26]. Assim, o conceito nasce do âmbito de transportar e distribuir energia de forma mais eficiente, e foi criado devido ao aumento da procura de eletricidade devido, por exemplo, ao crescente aumento e da procura energética por eletrodomésticos cada vez mais potentes e modernos, ou pela progressiva implementação de veículos elétricos.

De acordo com [19] [27] [20], a modernização da rede elétrica permitirá que esta seja:

- Flexível, para corresponder aos desafios a que seja sujeita;
- Acessível a todos os utilizadores, que leva ao aumento da competitividade no mercado elétrico;
- Confiável do ponto de vista da qualidade forma de onda, fiável e seguro o abastecimento, pois introduz-se sensorização na rede que permite em tempo real, prever eventuais problemas na rede, diminuindo assim as interrupções;
- Sustentável ambientalmente aproveitando as energias renováveis, robusta, pela possibilidade de reorganizar em tempo real a rede, isolando as áreas afetadas, económica, pela minimização dos custos de operação e manutenção, e eficiente, em virtude da otimização dos recursos distribuídos, evita desaproveitamentos energéticos.

De acordo com a Comissão Europeia em [28], o campo de investigação e desenvolvimento das SGs foca-se nas seguintes três áreas principais:

- *Smart metering*: contagem e faturação inteligente;
- *Grid intelligence*: infraestruturas de automação de rede e equipamentos de comando e de controlo;
- *Utility IT* (gestão inteligente de informação, centralizada e descentralizada).

O aumento da procura na rede exige o desenvolvimento de novas estratégias para produção de energia, de preferência, fontes de energia limpas são utilizadas para mitigar os efeitos ambientais dos combustíveis fósseis [29]. Os recursos de energia renovável, como a fotovoltaica, são substancialmente usados para a produção de energia, como alternativa, às convencionais.

O desenvolvimento em larga escala de centrais de geração distribuída deu origem a novos problemas críticos para o projeto e gestão de sistemas de energia e redes elétricas. Geralmente, é aceite que problemas contingentes que afetam as redes locais (por exemplo, ineficiência, quedas de energia, etc.) possam ser resolvidos com a implementação de redes elétricas mais inteligentes. As redes inteligentes oferecem aos produtores e consumidores a oportunidade de atuar no mercado e decidir, estrategicamente, os seus padrões ótimos de produção/consumo [1].

Aumento do Uso de PV em *Smart Grids*

São diversas as definições para o termo "injeção/uso de PV", na literatura, onde a expressão é definida como a relação entre produção fotovoltaica e produção total de energia. Vários trabalhos sugerem que os desafios e efeitos da injeção de PV se tornam evidentes quando ultrapassam 15% [30]. Existem diferentes trabalhos que focam diferentes aspetos deste campo. Por exemplo, alguns investigadores direcionam-se para o aumento da capacidade de hospedagem fotovoltaica em telhados. Em [31] é desenvolvido um *software* que pode superar a forma tradicional de planeamento fotovoltaico para sistemas de telhado que atrai mais custos. A previsão solar é um dos dos componentes mais importantes para o planeamento fotovoltaico económico num telhado, como sugerido em [32]. Este sistema automatizado [31] pode diminuir o custo das instalações de planeamento fotovoltaico [48], ajudando, assim, as regiões urbanas ou suburbanas no seu desenvolvimento energético. Da mesma forma, em [33] autores desenvolveram uma avaliação geoespacial de alta resolução da potência fotovoltaica do telhado, utilizando fontes de dados estatísticos baseadas em satélite com algoritmos de *machine learning*. Portanto, esta estratégia valida a alta produção de PV, aumentando a capacidade de hospedagem da mesma nos telhados.

2.1.1 Modelo de Transação de Energia *Peer-to-Peer*

Com o crescente aumento da microprodução distribuída, os *consumers* tradicionais de energia estão tornar-se em *prosumers*. A microprodução geralmente é intermitente e difícil de prever. O comércio de energia *Peer-to-Peer*, P2P, (ponto a ponto, ou pessoa a pessoa) é um novo paradigma de operação dos sistemas de energia, onde os utilizadores (*prosumers*) podem gerar e possuir a sua própria energia a partir de fontes renováveis nas suas residências, escritórios ou fábricas, e partilhá-la entre si localmente (figura 2.3) [34].

Este modelo surge com o foco em potencializar o papel dos utilizadores finais nos sistemas elétricos, tornando-os responsáveis pelo fornecimento de energia [35].

No contexto da Comunidade de Energia Renovável (CER), o comércio P2P é uma tecnologia que, aliada às SGs, permite a gestão e negociação da energia entre os vários agentes da comunidade. Os excessos de produção são comercializados localmente, oferecendo vantagens a ambas as partes, permitindo, também, que ambas tomem parte na negociação do acordo. Como fora referido, o comércio P2P permite negociações de SGs entre pares, ou seja, neste tipo de mercado, o excesso da geração de energia proveniente de muitos recursos de energia distribuída de pequena escala, é comercializado entre clientes locais [35]. Os *prosumers* podem alcançar uma situação " *win-win*", procurando por um preço satisfatório de negociação e chegar a um acordo. O preço mínimo das transações de eletricidade P2P deve ser mais barato do que a tarifa do retalhista e mais alto do que a tarifa da alimentação (ou seja, o preço da exportação de eletricidade para a rede), assim, o P2P apresenta-se como uma fonte de lucro para o produtor e como sendo mais económico para o consumidor do que se este comprasse a energia à rede pública [36].

Os membros da rede partilham uma parte dos recursos de *hardware* e trocam informações, de modo a facilitar certas implementações como, por exemplo, a partilha de dados ou colaboração em projetos. Cada agente fornece e recebe recursos e pode comunicar diretamente com o resto dos membros sem que haja necessidade de um intermediário, permitindo o constante funcionamento da rede independentemente de falhas numa ou mais partes [37]. São destacados três modos de funcionamento de redes P2P [37]:

1. Não estruturado - onde os pares formam conexões aleatoriamente uns com os outros;

2. Estruturado - onde os pares são organizados numa estrutura específica;

3. Híbridos - que são uma combinação de modelos P2P e servidor/cliente.

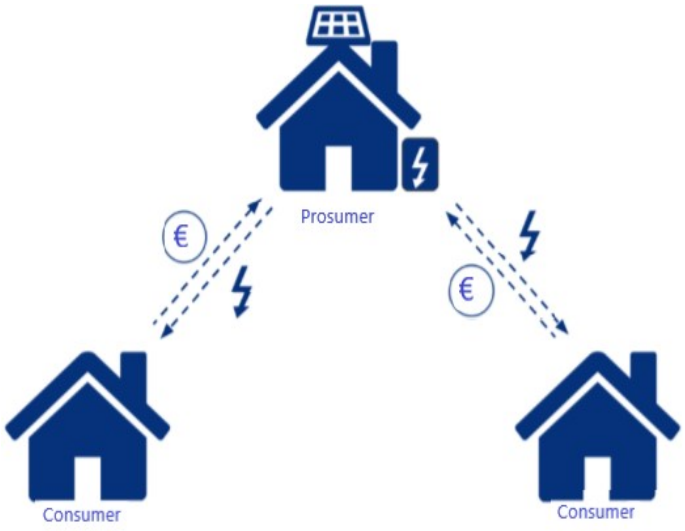


Figura 2.3: Representação do modelo P2P para transação de energia, fonte [4]

.

2.1.2 Projetos Relacionados com o Modelo *Peer-to-Peer*

Alguns projetos têm vindo a ser implementados nos últimos anos, uns concentrados em modelos de negócios para mercados de energia atuando de forma semelhante a um fornecedor no setor elétrico, outros direcionados à gestão local e sistemas de Tecnologias de Informação e Comunicação [34], do inglês *Information and Communication Technologies* (ICT) - para micro-redes.

A *Vandebron* é uma plataforma *online* holandesa onde os consumidores de energia podem comprar eletricidade diretamente de produtores independentes (por exemplo, agricultores com turbinas eólicas nos seus campos). Atua como um fornecedor de energia que liga consumidores e geradores, equilibrando todo o mercado. Um projeto na Alemanha, o *Peer Energy Cloud*, desenvolveu, recorrendo a tecnologias de *cloud*,uma plataforma de comércio eletrónico local para gerir a produção elétrica excessiva. Foi desenvolvida com o propósito de investigar métodos de análise e previsão do consumo de eletricidade, estabelecendo um mercado virtual para comercialização da energia e criação de serviços de valor agregado dentro da micro-rede. Também na Alemanha, o *Smart Watts* foi um projeto que propôs novas abordagens para otimizar o fornecimento de energia através do uso de ICT. Tem sido possível explorar o potencial de otimização das ICT para alcançar uma melhor relação custo-benefício e maior segurança de abastecimento [34].

São destacados os potenciais benefícios da comercialização de energia, utilizando o P2P: a maximização do uso de energia renovável, a redução do custo da eletricidade, a redução da carga de pico, o fortalecimento dos *prosumers* e a minimização

de operação da rede e custos de investimento. Embora os potenciais benefícios iniciais sejam bastante significativos, pesquisas sobre negociação de energia utilizando o P2P ainda está em fase inicial e não há consenso em que tipo de partilha de dados e infraestrutura de processamento é mais eficiente e, consequentemente, produz os melhores resultados [35].

2.2 *Stakeholders*

Stakeholder é um termo da língua inglesa que tem como significado "parte interessada". Fazem parte deste grupo pessoas que possuem algum tipo de interesse nos processos e resultados de algum projeto. Esses interesses podem ser, além dos processos e resultados, na planeação dos projetos ou negócios, positivos ou negativos. A quantidade de *stakeholders* demonstra a visibilidade e a importância que os projetos possuem.

De acordo com Greice Noro, em [38], são destacadas definições do conceito *stakeholder*, nomeadamente:

1. Os *stakeholders* são as pessoas ou organizações que estão ativamente envolvidas nos projetos, de maneira positiva ou negativa ou cujos interesses possam ser afetados com o decorrer do projeto ou com o término deste. Dentro do projeto existirão várias escalas de autoridade e responsabilidade para os *stakeholders*, possibilitando variações durante o seu ciclo de vida.

2. Os *stakeholders* são pessoas, grupos de pessoas ou entidades que participam ou influenciam o projeto, de maneira direta ou indireta, com interesses na sua evolução. De certa forma, as partes interessadas têm interesse tanto no sucesso do projeto como no contexto em que este se insere.

3. Os *stakeholders* são pessoas ou organizações interessadas ou afetadas de alguma maneira, não necessariamente económica. O seu relacionamento com a empresa ou organização é, muitas vezes, indireto e não envolve obrigatoriamente transações comerciais.

2.2.1 Identificação de *Stakeholders*

A lógica da teoria dos *stakeholders* depende de suposições que descrevem a relação entre uma organização e o seu ambiente. Essas afirmam que: as organizações têm relacionamentos com várias partes interessadas; as empresas são dirigidas por gestores de topo que tomam decisões estratégicas, afetando assim os *stakeholders*; competições de interesses entre organizações podem resultar em conflitos; e as organizações competem em mercados que tendem a rumar ao equilíbrio [39].

Os *stakeholders* podem ser distinguidos, segundo Clarkson, em primários e em secundários [40]:

Primários

Para Clarkson, estes são "aqueles que, sem a sua participação contínua, a corporação não pode sobreviver como uma empresa em funcionamento". Esses grupos incluem, principalmente, acionistas, funcionários, clientes e fornecedores, e o setor público. A organização e as principais partes interessadas são fortemente dependentes umas das outras. Os gestores possuem um papel de grande importância, na medida em que criam valor em cada grupo de *stakeholders*, para, assim, garantir um relacionamento e presença contínua dos mesmos [40].

Mitchell *et al.* afirmam que esses grupos de interessados possuem poder sobre as decisões de gestão [41]. Devido às relações contratuais que as empresas têm com os *stakeholders*, sendo bastante visíveis: escolhas, oportunidades, decisões e a avaliação de suas procuras são necessárias por empresas [42].

Fassin observa que as partes interessadas têm uma relação direta e contratual com a empresa [43].

Os relacionamentos com o cliente são um dos ativos mais importantes da empresa e esta deve ter uma visão a longo prazo, considerando a inovação, qualidade e serviço [44]. A orientação para o cliente é explicada, em [45], como o conjunto de princípios que colocam os interesses do cliente em primeiro lugar, incluindo, ainda, todos os outros *stakeholders*, como acionistas, gestores e funcionários, a fim de gerar lucro na empresa.

A interação entre uma empresa e os seus fornecedores é essencial para uma boa performance da mesma. O conflito pode afetar, negativamente, o seu desempenho. Quando o relacionamento com o fornecedor da empresa envolve comunicação colaborativa, o entende as necessidades da empresa, o que permite um compromisso, melhorando, por sua vez, o desempenho do fornecedor [42].

As organizações que ignoram os interesses sociais correm o risco de perder o apoio do consumidor, o que pode resultar em boicotes, afetando, negativamente, a reputação da empresa e o seu desempenho [46]. Bloch [47] afirmou que a imposição de restrições pode afetar as atividades do *marketing*, originando custos adicionais e, portanto, as estratégias devem ser ajustadas.

Secundários

Para Clarkson, os *stakeholders* secundários são " aqueles que influenciam ou afetam, ou são influenciados ou afetados pela corporação, mas não estão envolvidos em transações com a mesma, nem são essenciais para sua sobrevivência". Estes grupos incluem a concorrência, os *media*, associações comerciais e grupos de apoio (interesse especial). Embora esses grupos secundários não tenham contrato ou autoridade com

a empresa, e a empresa não depende desses para a sua sobrevivência, eles podem ser causadores de perturbações significativas na organização [40].

Winn argumenta que, teoricamente, interesses partilhados juntam-se a grupos de indivíduos que constituem grupos de *stakeholders*. No entanto, o problema é que esses grupos têm subgrupos e pessoas em que, ambos, têm vários interesses e apoiam múltiplas funções, onde "os indivíduos usam diferentes chapéus em diferentes momentos" [48]. Além disso, este autor acredita que há valor ao avaliar, empiricamente, em como os *stakeholders* e os gerentes interagem entre si para determinar o que constitui os grupos de *stakeholders*. A disputa em decidir quais os grupos elegíveis a serem incluídos no conceito de *stakeholder* é revisado por Tullberg [49], que concorda que ter participação numa organização é uma procura razoável para ser um *stakeholder* e, ainda sugere que o conceito de ter essa participação na organização, deve ser reconhecida como uma contribuição para a mesma, sendo parte do seu *output*, ou seja, há uma ligação recíproca. Fassin [43] afirma que pouco foi escrito sobre reciprocidade nas relações entre *stakeholders*, e que a natureza recíproca da responsabilidade foi esquecida na teoria dos *stakeholders*.

Tullberg (2013) sugere que as partes interessadas sejam diferenciadas por "influências" (mais poderosas e importantes para a empresa) e "requerente" (menos poderosos e vulneráveis às ações da empresa), e concorda com Kaler [50] que uma definição restrita deve excluir "influências" e incluir apenas "requerentes qualificados"" (aqueles que poderiam exercer poder sobre a empresa, mas sem uma conexão forte), em que Tullberg [49] sugere a exclusão de concorrentes e os *media*. Tullberg concorda que quase todos podem ser indiretamente afetados por uma empresa, mas considera isso insuficiente sem ter uma contribuição ou ter um papel ativo na mesma. Esta visão estreita de quem os *stakeholders* incluem: acionistas, clientes, funcionários, fornecedores e gerentes [49].

2.2.2 Agentes do Mercado de Eletricidade

Para a implantação bem sucedida de redes inteligentes residenciais, é evidente que a interdisciplinaridade de informações acerca das tecnologias de energia, mercados de eletricidade e as necessidades de vários tipos de *stakeholders* devem ser identificados, combinados e implementados na prática [51].

O desenvolvimento dos conceitos de negócios e serviços requer a compreensão de como influenciar os *stakeholders* e suas necessidades, objetivos e funções nos negócios de energia [14]. Neste projeto, as partes interessadas cobrem um grupo diverso de entidades, destacando-se *consumers*, agregadores, retalhistas, *prosumers*, *Distribution System Operator* (DSO) e *Transmission System Operator* (TSO) apresentados na tabela 2.1 com as respetivas funções.

A energia renovável produzida pelos consumidores pode ser usada como uma nova fonte de energia e, por sua vez, partilhada com outros consumidores ou com

Tabela 2.1: Principais *stakeholders* e as suas funções, fonte [14]

Entidade	Função
Consumer	Consome energia; compra a energia ao retalhista
Prosumer	Consome e produz energia; compra a energia ao retalhista.
Retalhista	Compra e vende energia; este não pode negociar no mercado de troca de energia.
Agregador	Entidade responsável por agregar pequenos *prosumers* para que estes possam participar no mercado de energia.
DSO	Responsável pela distribuição da energia elétrica; operação confiável e eficiente de sistemas de distribuição de média e baixa tensão; também são responsáveis pelo planeamento e desenvolvimento do sistema de distribuição.
TSO	Responsável pela transmissão de eletricidade; operação confiável e eficiente de sistemas de transmissão de alta e muito alta tensão.

a rede. Esta produção e partilha energética converte um *consumer* em *prosumer* [52]. O termo *prosumer* refere-se ao residencial ou empresa de serviços públicos que produz eletricidade [51]. Estes, não só consomem energia, como também fazer partilha da mesma, com a rede ou outros consumidores de uma comunidade, quando esta for em excesso. Este fenómeno ajuda a abordar as questões ambientais, sociais e preocupações económicas relacionadas com o aumento da procura de de energia. A gestão de *prosumers* numa rede inteligente, permite, aos consumidores, formar comunidades de acordo com vários critérios, como o comportamento do consumo de energia [52].

Ao nível dos mercados locais, pequenos e médios consumidores deparam-se com barreiras que os impedem de participar livremente no mercado elétrico. O agregador surge, assim, como uma entidade responsável por agregar pequenos *prosumers* para que estes possam participar no mercado de energia. O papel do agregador pode ser desempenhado por diferentes entidades como empresas de fornecimento, retalhistas ou novas empresas de serviços emergentes [53].Dependendo do serviço que prestam, os agregadores podem ser categorizados em três tipos: agregadores de produção (agrupam vários produtores pequenos), agregadores de procura (intermediários entre pequenos consumidores e outros participantes, podendo alguns deles ter capacidade de produção e/ou armazenamento) e agregadores comerciais (responsáveis por agregar a procura e a produção, garantindo o balanço entre ambas) [54].

Em ambiente de SG, a determinação do preço de venda para consumidores finais pelo retalhista de eletricidade é necessária. Este deve determinar o preço de venda ideal com o objetivo de maximizar o lucro esperado [52].

Entidade responsável por operar, desenvolver e manter o sistema de transmissão para uma zona específica e, quando pertinente, suas interconexões com outros

sistemas.

2.3 Indicadores de Desempenho

Atualmente, as redes elétricas estão a evoluir rapidamente para sistemas mais complexos, impulsionados, principalmente, por redes elétricas inteligentes, as SG [17]. Nesse contexto, coexistem diferentes tecnologias, beneficiando, assim, tanto os clientes como os operadores. Devido à natureza multidisciplinar das tecnologias que são consideradas numa SG, são necessárias ferramentas especializadas, com a capacidade de avaliar os indicadores de desempenho, do inglês *Key Performance Indicators* (KPI), de modo a validar e demonstrar o valor de soluções aplicadas a adversidades de sistemas energéticos. No entanto, a adequada definição e seleção de KPIs, por norma, é uma tarefa desafiadora, uma vez que os indicadores podem ser aplicados para avaliar diversas áreas numa rede inteligente, tais como construção de eficiência energética, comunicações domésticas, sistemas de medição inteligente, entre outras. As informações obtidas a partir de um KPI podem ser focadas em diferentes, nomeadamente, eficiência, meio ambiente, confiabilidade, qualidade de energia, segurança, proteção ou redução de custos [13]. Estes indicadores devem ser mensuráveis e verificáveis e, de alguma forma, usados para refletirem informações complexas o mais simples possível para os *stakeholders*, isto é, as organizações e clientes.

Dado que as tecnologias de SG são projetadas para melhorar o fornecimento de energia atual, foram propostas iniciativas para avaliar o desempenho de soluções aplicadas a sistemas de energia. Por exemplo, nos EUA e alguns outros países, o *International Performance Measurement and Verification Protocol* (IPMVP), é uma iniciativa que define os termos padrão e sugere as melhores práticas comuns para determinar a economia de energia e água associada a medidas de conservação de energia [13]. Por outro lado, Personal *et al.* [55], propõe uma nova abordagem baseada em negócios inteligentes para desenvolver novas métricas e KPIs para a avaliação dos seus projetos de energia. Uma outra visão, proposta por Gonzales-Gil *et al.* [56], para um sistema ferroviário urbano, considera numerosas interdependências entre os subsistemas, beneficiando de um conjunto abrangente de KPIs relacionados ao consumo de energia que permitem: uma análise multinível do desempenho real do sistema; uma avaliação de potenciais estratégias de economia de energia; e o acompanhamento dos resultados das medidas implementada. Similarmente, Hanak *et al.* [57] define KPIs para estimar índices baseados na incerteza do *input* para um modelo de processo de uma central termoelétrica.

2.3.1 Tipos de Indicadores

Os KPIs revelam-se muito importantes para o planeamento e controlo através de suporte informático, criando transparência e servindo de apoio na tomada de decisão. Nos dias de hoje existem muitas empresas que operam com indicadores errados, muitos dos quais não se consideram KPIs, assim, só uma minoria de empresas monitoriza os seus os seus indicadores de desempenho.

Segundo David Parmenter, em [5], existem quatro tipos de medidas de desempenho:

- Indicadores-chave de resultados (KRIs): informam como é alcançado em perspectiva ou fator crítico de sucesso;
- Indicadores de resultado (RIs): informam o que foi feito;
- Indicadores de desempenho (IPs): informam o que se deve fazer;
- KPIs: informam o que fazer para aumentar significativamente o desempenho.

Para descrever a relação entre esses quatro indicadores recorre-se, usualmente, à analogia da cebola (Figura 2.4). "A pele externa descreve a condição geral da cebola, a quantidade de sol, água e nutrientes que recebeu;e como tem sido tratado desde a colheita até o supermercado/estante. A pele externa é um indicador chave do resultado. No entanto, como se descasca as camadas da cebola, encontra-se mais informações. As camadas representam os vários indicadores de desempenho e resultado, já o núcleo representa o indicador de desempenho principal" [5].

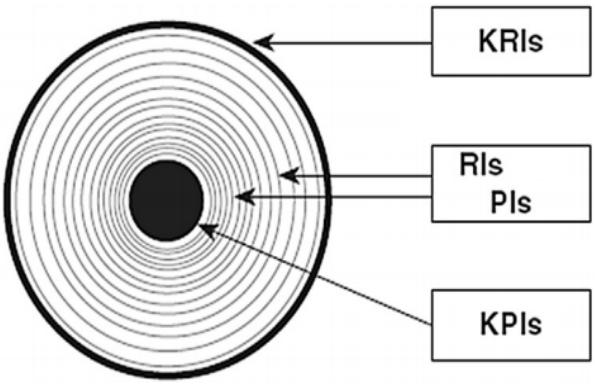


Figura 2.4: Indicadores de desempenho, fonte [5]

Num processo de monitorização de desempenho, os indicadores são de facto o elemento mais crítico. A sua principal função passa por apurar o nível das realizações da organização para que estas possam ser comparadas com as metas anteriormente definidas e apurado o desvio e o respetivo nível de performance [58]. Estes devem ser desdobrados, em cascata, desde os estratégicos aos operacionais, contribuindo

num todo para os objetivos estratégicos de uma organização. Segundo [59] e tendo em conta a sua hierarquia, os KPIs podem ser divididos em:

- Estratégicos – Também denominados de primários, estes são acompanhados, diretamente, pela gestão de topo. Estes objetivos estão relacionados com a missão e a visão da empresa, acompanhando os objetivos estratégicos definidos pelo *Balance Scorecard Basics* (BSC); [1]

- Táticos – Também denominados de secundários, são acompanhados pela gestão de cada departamento. Estes objetivos devem estar estritamente ligados aos indicadores estratégicos, ajudando a compreender de que forma os planos de ação, definidos por cada área, estão a contribuir para as metas macro da organização;

- Operacionais – São aqueles que acompanham, em detalhe, o processo numa perspetiva de curto prazo. Estes objetivos devem estar relacionados com os indicadores anteriormente descritos, sendo responsáveis pelo fornecimento de informações com mais pormenor. São utilizados como auxílio na tomada de decisões no quotidiano.

2.3.2 Vantagens dos KPIs

Quando há um excesso de informação, os gestores deparam-se com algumas dificuldades no que diz respeito à tomada de decisões baseada em dados da organização. Posto isto, é defendido que "*less is more*", sendo que é primordial filtrar a informação para a medição do desempenho e tomadas de decisão [60]. Esta filtragem é conseguida, precisamente, devido aos indicadores de performance, uma vez que estes dão a conhecer, aos gestores, se estão perante um caso de sucesso ou se devem adotar outro rumo para atingir os seus objetivos. Os KPIs facilitam o trabalho da gestão, permitindo que esta se foque apenas no essencial.

Funcionam, também, como um meio de comunicação, possibilitando, aos gestores da organização, transmitir quais as metas associadas à estratégia definida, aos restantes colaboradores [60]. A comunicação será mais eficiente, quanto mais sucintos forem os indicadores no seu modo de quantificação e exposição, a fim de, mais facilmente, serem compreendidos.

Os indicadores de performance são, ainda, uma ferramenta de gestão cujo intuito é fornecer à gestão de topo indicações que permitam ajustar a forma como estes e os restantes colaboradores devem operar [13]. De forma a melhorar o desempenho de uma organização, é necessário que todos os seus colaboradores estejam em sintonia e que assumam um sentido de compromisso para com a sua estratégia. Uma vez

[1] O BSC é uma ferramenta para planeamento e gestão estratégica usada por empresas, indústrias, governos e organizações sem fins lucrativos.

que os KPIs são influenciados pelos funcionários, desta forma é possível verificar a influência que o trabalho individual desempenha no geral, e, dessa forma, está esse sentido de compromisso.

A prevenção de problemas também é um fator importante a ter em conta numa organização e, nesse sentido, o acompanhamento de indicadores torna-se essencial. Estes devem ter a capacidade de fornecer uma visão clara da situação atual e uma previsão de situações futuras [13]. A constante análise efetuada ao progresso de KPI proporciona um diálogo entre os elementos operacionais e os gestores. Desse modo ambos são capazes de se focarem no que realmente importa, baseando-se em evidências e não em suposições [61].

A utilização de KPIs está, ainda, relacionada com o incentivo ao *benchmark*, onde é possível estabelecer comparações entre empresas, tendo como foco as organizações de excelência. É de notar que os indicadores de desempenho de uma organização podem estar acima do *target* definido e, no entanto, esta ter um fraco desempenho quando comparada com outras empresas do mesmo setor [61].

Capítulo 3

Panorama Atual do Mercado de Eletricidade

A energia é essencial para garantir a maioria das atividades nas sociedades desenvolvidas [62]. Atendendo aos vetores de energia, o consumo da eletricidade está a aumentar significativamente, mudando o cenário global do paradigma da matriz energética [63]. Os países emergentes e desenvolvidos também estão a mudar as fontes para primárias, de modo a obterem eletricidade, apoiando o aumento do uso de fontes renováveis como o vento e o sol, e o uso de fontes mais limpas, tal como o gás natural [18]. Um outro aspeto importante nas sociedades modernas está relacionado com a eficiência no uso de energia, na eletricidade em particular, e a transparência na negociação da mesma [63]. Estas preocupações levaram à adoção e ao desenvolvimento de mercados de eletricidade ativos. As regras e políticas de eletricidade dos mercados são muito diferentes em todo o mundo, refletindo, em muitos casos, a realidade dos sistemas de potência em diferentes regiões [62]. Devido às mudanças significativas nos sistemas de energia, tanto na produção, como em novos usos da eletricidade, os mercados e o próprio controlo dos sistemas de energia têm vindo a evoluir para atender às necessidades presentes e futuras [64].

3.1 Evolução da Energia Fotovoltaica no Mercado Energético

Os mercados de energia estão a ultrapassar grandes transições. A crescente procura por eletricidade, quando combinada com a necessidade de limitar as emissões de carbono, leva a um aumento considerável nas energias renováveis. Esse crescimento é acelerado pela queda do custo das energias renováveis e é ainda incentivado por políticas de descarbonização do setor de energia [65]. O novo "Panorama de Transição de Energia", em [65], é um relatório com bastante importância que visa prever o crescimento no consumo de eletricidade. Prevê que esse aumentará rapidamente, atingindo a sua procura de energia para 45% em 2050. Este crescimento na produção de eletricidade será dominado por energias renováveis, incluindo energia solar fotovoltaica, energia eólica *onshore*, energia hidroelétrica e eólica *offshore*, que representará 80% da produção global de eletricidade em 2050.

O, também, rápido crescimento na capacidade instalada de Energia Renovável Variável (VRE), do inglês, *Variable Renewable Energy*, é notável em vários países, sendo que, no final de 2019, fontes renováveis foram responsáveis por 27.3% da geração de eletricidade a nível mundial, dos quais 8.7% advém de VRE [6].

Melhorias na flexibilidade dos sistemas de energia são essenciais para avançar com a integração de VRE. Atualmente, todos os sistemas de energia possuem algum nível de flexibilidade e a maioria consegue acomodar, pelo menos, quantidades mínimas de VRE nas suas gerações sem se deparar com quaisquer barreiras físicas ou relacionadas à capacidade e enfrentar desafios operacionais como desequilíbrios de rede e limitação excessiva ou não económica de geração [66]. Se integrada eficazmente, a VRE promove preços de energia mais exatos juntamente com a remuneração apropriada dos serviços de balanceamento da rede responsáveis pela flexibilidade, o que pode ser atingido repensando os mercados de curto prazo (dia seguinte ou intradiário) para refletir com mais precisão o valor, em tempo real, da eletricidade. Exemplo disso é o caso do Operador Independente de Sistema da Califórnia, nos Estados Unidos que, em 2019, anunciou um novo mercado de curto prazo para energias renováveis, permitindo às concessionárias uma maior otimização do uso de VRE na rede [67].

A energia solar fotovoltaica, do inglês *photovoltaic* (PV) é obtida pela conversão direta da luz solar em eletricidade. Essa conversão é feita com a utilização de painéis fotovoltaicos, compostos por células que captam a luz (células fotovoltaicas) [68]. Atualmente, estas células são constituídas por um material semicondutor que pode ser silício monocristalino, policristalino ou amorfo, ou ainda outros materiais semicondutores de camada fina, sendo que o primeiro é o mais eficiente, permitindo um rendimento máximo entre 18 e 20% [69].

Segundo o *Renewables 2020 Global Status Report* , nas últimas duas décadas, a

indústria fotovoltaica tem vindo a crescer exponencialmente (figura 3.1) e os preços da energia têm vindo a decair. Em 2019 o preço dos módulos teve uma diminuição de, aproximadamente, 12% comparativamente ao ano anterior, tendo assim uma média mundial de USD 0,36 por watt. Os preços das ofertas em leilões atingiram novos mínimos, sendo que em alguns casos foram inferiores ao preço médio da eletricidade no mercado grossista da eletricidade. O preço médio das propostas em todos os mercados rondou os USD 30 por MWh, tendo por vezes descido abaixo de USD 20 por MWh [6].

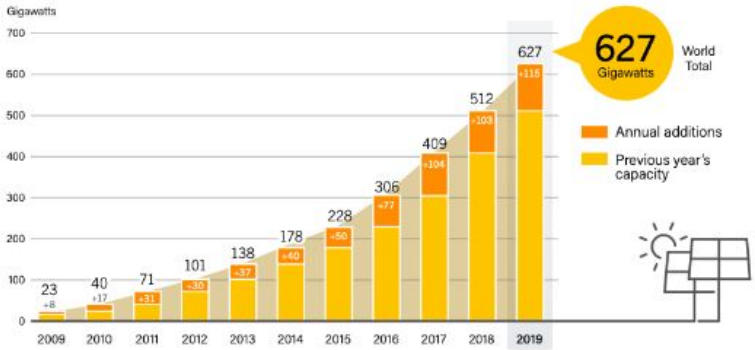


Figura 3.1: Evolução da capacidade solar fotovoltaica global (2009-2019), fonte [6]

Portugal mostra-se no panorama Europeu como um dos mercados mais promissores para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, tanto pela localização geográfica privilegiada em termos de irradiação solar como recurso renovável, como pela visão estratégica de desenvolvimento do setor renovável incluída no Plano Nacional de energia e Clima para 2030 (PNEC 2030) [70].

A produção de energia solar fotovoltaica tem crescido de ano para ano, como se pode observar na figura 3.2, à medida que vão nascendo, de Norte a Sul do país, novas centrais solares de larga escala, à boleia de uma substancial redução no custo dos módulos fotovoltaicos. Os últimos dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) mostram que o país gerou, no de 2019, 1276 gigawatts hora (GWh) de energia fotovoltaica, um pouco mais do dobro dos 627 GWh que tinha produzido em 2014. Uma parte significativa deste crescimento foi conseguida justamente em 2019, cuja produção aumentou 27% face a 2018, de acordo com os números de dezembro da DGEG. A mesma fonte revela que só o Alentejo concentrou 46% de toda a produção solar fotovoltaica em Portugal nesse mesmo ano 2019 [71].

Figura 3.2: Evolução fotovoltaica em Portugal (2009-2019), fonte [7]

De facto, a exposição solar na região Sul de Portugal tem atraído para o Alentejo grande parte dos novos investimentos em centrais fotovoltaicas, que hoje já vão sendo construídas sem necessidade de tarifas subsidiadas de longo prazo. Um exemplo desse interesse é o projeto de 480 megawatts (MW) que a empresa Fermesolar quer instalar em Mértola, num investimento de quase 400 milhões de euros. Um negócio que promete ser especialmente relevante no desenho do mercado ibérico de eletricidade da próxima década [71].

Muitos desses projetos vêm avançando suportados por contratos de longo prazo entre privados, em que um determinado comercializador adquire, por vários anos, toda a produção que uma dada central solar venha a realizar, a um preço pré-definido. Essa garantia de venda é o que permite ao promotor angariar financiamento, ao mesmo tempo que dá aos comercializadores de energia previsibilidade sobre o preço a que poderão revender a eletricidade no futuro.

Ora, os dados da DGEG indicam que o Alentejo teve, em 2019, uma produção fotovoltaica de 580 GWh, o que equivale a quase 12% de todo o consumo anual de eletricidade da região. Em comparação, a região Norte produziu 149 GWh de energia fotovoltaica no ano referido, o que corresponde a, sensivelmente, 1% do seu consumo anual [71]. Segundo a mesma fonte, [71], no final do ano passado estavam instalados em Portugal 828 megawatts (MW) de capacidade fotovoltaica. Há cinco anos eram 418 MW. No espaço de cinco anos, Portugal duplicou a produção de energia solar.

3.2 Mercados de Eletricidade

O objetivo geral do Mercado de Eletricidade (ME) é fornecer eletricidade de forma eficiente, atendendo à procura dos consumidores. A competição e os regulamentos são maneiras diferentes de atingir esse objetivo. O mercado tradicional da eletricidade enfrenta desafios na integração das novas fontes de geração de eletricidade,

tecnologia, infraestrutura, aumentando da procura e o mercado consumidor. Isso mudou o paradigma para um novo *design* de mercado que será capaz de se adequar na estrutura de mercado existente [8].

Com a reforma do setor e a liberalização dos mercados elétricos, iniciada na União Europeia no final década de 80, surgiu a necessidade de se criar um mercado único. Através da elaboração de várias diretivas, é promovida uma reestruturação da indústria elétrica, desintegrando-se as empresas verticalmente estruturadas, separando as atividades de transporte e distribuição, das atividades da produção e da comercialização [72]. As atividades de redes (redes de transporte e de distribuição)são consideradas monopólios naturais e são, por isso, objeto de regulação económica, enquanto que a produção e a comercialização de eletricidade estão abertas à concorrência, com a justificação económica de introduzir maior eficiência na gestão e operação dos respetivos recursos [73]. A liberalização da indústria elétrica e a introdução de mecanismos de mercado teve impacto nos setores elétricos, dividindo-os, assim, em Mercado Grossita de Eletricidade (MGE) e Mercado Retalhista da Eletricidade (MRE). A principal diferença entre estes é que, no MGE, os montantes comercializados são mais elevados e o preço por unidade comercializada é, maioritariamente, reduzido em relação ao mercado retalhista. De modo geral, no MRE, a energia é comprada por consumidores residenciais e comerciais com baixo consumo de energia elétrica [72].

3.2.1 Mercado Grossista

Este mercado, ilustrado na figura 3.3, é composto pelas empresas de geração, empresas de transmissão, empresas de distribuição, clientes e Operadores Independentes do Sistema (OIS). A atividade de produção de eletricidade em regime de mercado está associada a um modo de operação em que os agentes presentes na produção asseguram a sua colocação e os agentes de mercado que necessitam de se abastecer procuram adquirir eletricidade, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio [73]. As empresas geradoras competem para vender eletricidade a compradores concorrentes (distribuidores e grandes clientes) conectados à rede de transmissão de alta tensão. As empresas distribuidoras fornecem serviços integrados aos consumidores. Os OIS oferecem acesso aberto não discriminatório à rede de transmissão a todos os usuários, gerem o congestionamento e as restrições da rede, fornecem serviços auxiliares e de equilíbrio e administram as perdas de energia [8].

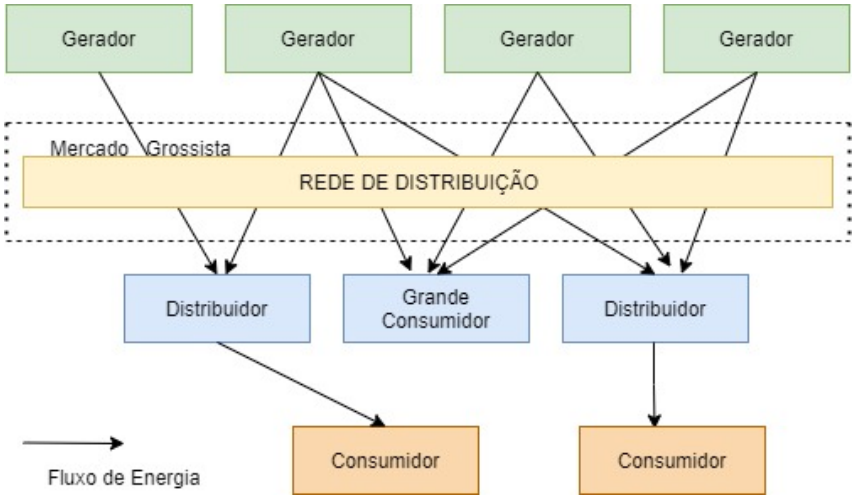


Figura 3.3: Estrutura de um Mercado Grossista, fonte [8]

3.2.2 Mercado Retalhista

Neste mercado, apresentado na figura 3.4, a energia é vendida aos consumidores finais, sendo que, na sua maioria, são consumidores residenciais e comerciais com baixo consumo de energia elétrica. A atividade de comercialização está associada a um mercado em que os agentes comercializadores concorrem entre si para assegurar o fornecimento dos clientes finais [73]. Neste modelo, o sistema de distribuição e abastecimento é desagregado. O Operador da Rede de Distribuição (ORD) é regulado e concede acesso à rede de distribuição ao fornecedor que entrega eletricidade ao usuário final. Com o MRE,o consumidor tem poder de escolha em relação ao seu serviço de fornecimento. A entrada gratuita para o retalho conduz a que o mercado de distribuição se torne mais competitivo, permitindo, aos consumidores, a obtenção de melhores serviços e preços [8].

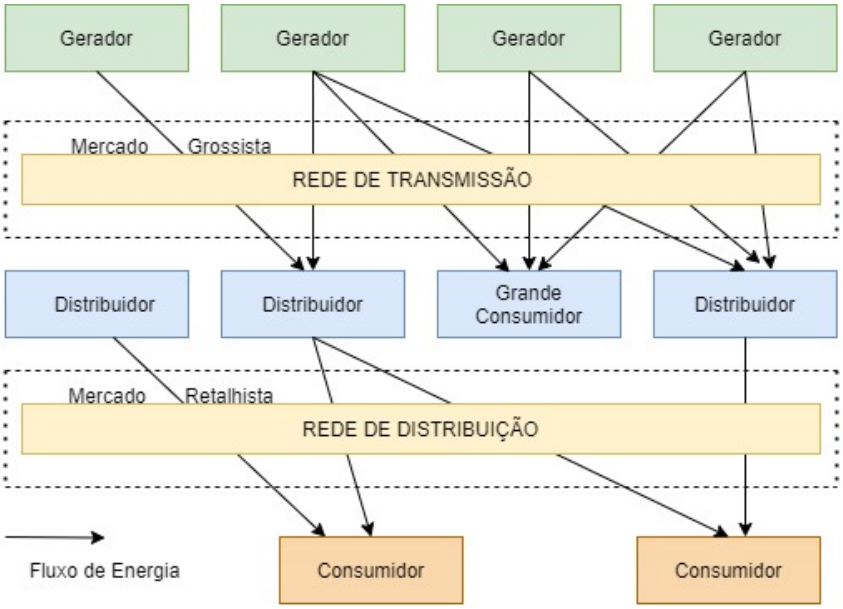


Figura 3.4: Estrutura de um Mercado Retalhista, fonte [8]

3.2.3 Mercado Local

Nos últimos anos, os Mercados Locais de Energia (MLE) tornaram-se um conceito importante em mais sistemas descentralizados de energia. Implementações em projetos-piloto fornecem os primeiros *insights* em diferentes hipóteses e abordagens.

A expansão da capacidade de geração renovável levou a uma mudança estrutural no setor energético. Em vez de serem construídas grandes centrais elétricas convencionais centralizadas, principalmente pequenas centrais, são instaladas centrais renováveis descentralizadas. A maioria dessas são diretamente conectadas à rede de distribuição Esta nova situação implica que, ao contrário do passado, a oferta e a procura podem ser equilibradas localmente com mais frequência e uma violação das restrições do sistema podem ser resolvidas a nível local [8]. Devido a esta situação de mudança, instalou-se uma discussão crescente nos sobre a chamada comunidade local de energia cidades, em particular, MLE. Os objetivos dessas comunidades são múltiplos, mas um dos principais é que a eletricidade gerada localmente é distribuída dentro da comunidade e consumida localmente. Isso suporta esquemas de gestão de congestionamento local, reduzindo o congestionamento da rede.

No MLE, pequenos produtores locais partilham energia com clientes locais nas imediações. Estes podem ser residências privadas com sistemas fotovoltaicos (os chamados *prosumers*), turbinas individuais ou pequenas centrais combinadas de calor e energia do lado do produtor e famílias ou empresas locais do lado do consumidor [74]. Especificamente, os MLEs organizam essa distribuição de energia e fluxos financeiros dentro da comunidade por meio de um mecanismo de alocação (por exemplo, um leilão ou mecanismo ponto a ponto (P2P) [75]. Permite que os produtores vendam

diretamente a energia gerada, evitando intermediários como agregadores. Esta nova possibilidade integra, tanto *consumers* como *prosumers* ativamente no sistema de energia [76].

O desenvolvimento de MLEs ainda está numa fase inicial e existem diferentes *designs* e funcionalidades propostas. Já existe uma grande variedade de literatura sobre este tipo de mercado. Em [8], é sugerida uma representação do *design* do MLE, como mostra a figura 3.5, de acordo com a localidade e os *drivers* que apoiam o seu planeamento, implementação e operação.

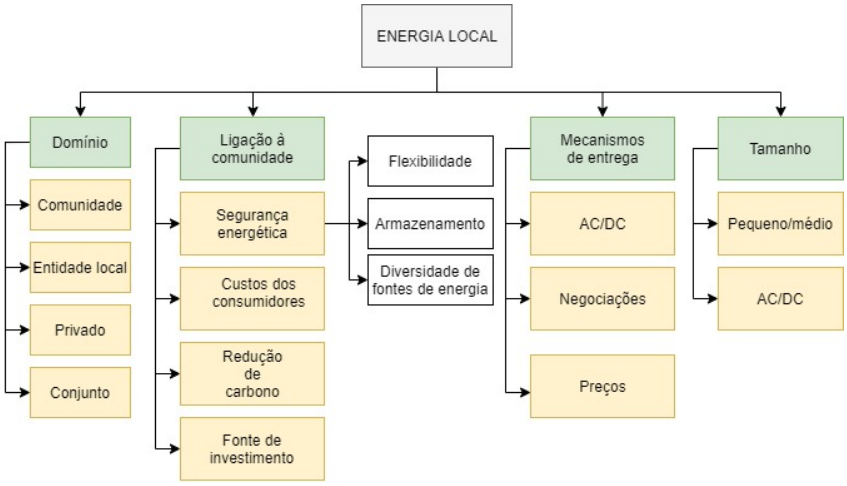


Figura 3.5: *Design* e categorização de um Mercado Local, fonte [8]

Numa fase inicial, para que se possa desenvolver um MLE é essencial a existência de agentes interessados em participar de forma ativa no projeto e detentores dos fundos necessários para a sua implementação. O domínio do mercado pode pertencer à comunidade, a uma autoridade local, a privados ou ser partilhado entre várias partes, onde o foco principal será a redução das tarifas elétricas, agregada à redução do consumo de energias não renováveis. Os mercados pertencentes a entidades privadas funcionam como plantas de energia com a finalidade de produzir lucros, permitindo controlar a flutuação dos preços da energia local [8]. A comunidade local pode, também, aliar-se a entidades privadas, criando uma estrutura de mercado com benefícios para todas os *stakeholders*.

O mecanismo de entrega abrange a parte técnica, onde são estabelecidas as regras de mercado, como a potência instalada, o tipo de energia (AC/DC), a natureza da carga e as quantidades de energia a transacionar. O cliente obtém energia a um preço mais baixo em comparação com a energia convencional devido ao não envolvimento de custo de transmissão e balanceamento [8]. A plataforma de mercado é o meio onde todos participantes realizam as negociações, estabelecendo as restrições de oferta, o horizonte de negociação, os intervalos de negociação e as informações incluídas na licitação relativas à quantidade e preço da eletricidade. A decisão, e posterior

aceitação do preço é feita tendo em conta a otimização de mercado, as restrições e o algoritmo para a determinação do preço [77].

Tendo em conta as fontes, o número de participantes e a procura da localidade, o tamanho das comunidades pode ser pequeno, médio ou grande porte [8].

Os MLEs encontram-se interligados com a estrutura do mercado tradicional, partilhando a mesma rede de distribuição. Estes podem ser apresentados em dois contextos: um relacionado com a parte técnica, que engloba a estabilidade da rede, bem como o controlo da potência, e o armazenamento de energia; e outro pertencente à dimensão económica do mercado,mais especificamente a estrutura e modelo do mercado, e as negociações de energia [72].

Capítulo 4

Modelos de Negócio

A transação de energia está presente na base de qualquer mercado elétrico. Cada tipo de ME possui uma finalidade própria com vista a melhorar a qualidade de entrega e a segurança do sistema.

Os modelos de negócio, do inglês *business models* (BMs), desempenham um papel crucial para realizar a transação energética prevista no paradigma de uma SG. No entanto, devido ao ambiente complexo que os sistemas de energia possuem, com o aumento de *stakeholders*, a inovação dos BMs deve ser feita em paralelo com a política e regulação do sistema, tornando este processo uma tarefa complexa de cumprir [78].

O Operador de Mercado (OM) é responsável pelo *Market Clearing Price (MCP)*– ordenando as propostas de compra e de venda por ordem de preço, é determinado um ponto de equilíbrio para o preço final de cada negociação [10]. O processo de negociação é realizado, normalmente, para o dia seguinte, pelo que são designados por *Day-Ahead Markets*. Estes mercados estão associados a um horizonte temporal de curto-prazo onde são feitas ofertas de compra e venda em intervalos de, normalmente, 30 minutos ou 1 hora.

O mercado de eletricidade mais usual é o mercado em *Pool* ou Mercado Bolsa, que funciona com a apresentação de propostas de compra e venda de energia por parte das entidades produtoras e comercializadoras de energia [79].

Deste modo, o presente capítulo encontra-se organizado em duas secções: (1) Modelos do Mercado Local da Energia e (2) Modelos em Contexto de Energia Fotovoltaica.

A tabela 4.1 sintetiza o método de concessão de um BM.

Tabela 4.1: Conceituação dos Modelos de Negócio, fonte [15] [16]

Pilar dos Modelos de Negócios	Descrição
Proposta de Valor	É o pacote de produtos e serviços que cria valor para o cliente e permite que a empresa obtenha receitas.
Interface com Cliente	Compreende a interação geral com o cliente; Consiste no relacionamento com o cliente, segmentos de clientes e canais de distribuição.
A infraestrutura	Descreve a arquitetura de criação de valor da empresa; Inclui ativos, *know how* e parcerias.
Receita	Representa a a relação entre os custos para produzir a proposta de valor e as receitas que são geradas ao oferecer a proposta de valor aos clientes.

4.1 Modelos do Mercado Local de Energia

4.1.1 Modelo Desagregado

A reestruturação do mercado permitiu uma desverticalização de diversas empresas, o que desencadeou o aparecimento de diversos agentes e, por sua vez, uma estrutura desagregada.

Neste tipo de modelo, existem diversas atividades [11]:

- Produção (em modelo de competitividade);
- Intermediação financeira (em modelo de competitividade);
- Comercialização (em modelo de competitividade);
- Rede de distribuição (em regime de monopólio regulado);
- Contratos bilaterais: Estes podem ser de natureza financeira ou física, estabelecidos entre entidades produtoras e comercializadoras ou clientes elegíveis, os

quais estabelecem quantidades de energia elétrica a produzir e a receber para um período definido;

- Fornecimentos de serviços auxiliares: Estas entidades podem ser empresas com geração ou que possuam mecanismo de controlo de tensão e produção de energia reativa;

- Rede de transporte: Atividade gerida em monopólio regulado, devido à dificuldade de gestão múltipla desta atividade na mesma região, esta é suportada através da aplicação de tarifas de uso de rede;

- Mercados centralizados: É uma atividade de gestão de propostas de compra e venda de energia elétrica, para entregar no dia seguinte da negociação; neste tipo de mercado existe a formação de preço de mercado para cada hora ou meia hora das 24 horas do dia seguinte, funcionando todos os dias do ano. Esta realiza o cruzamento de ofertas de compra e venda por parte dos diversos agentes legíveis para atuar no mercado, onde é indispensável conhecer a oferta para o dia e hora, bem como o preço e quantidades necessárias;

- Operador de sistema: Do inglês *Independent System Operator* (ISO), tem como principal objetivo gerir as funções de exploração do sistema de transporte. Esta entidade realiza o estudo de viabilidade técnica da rede para o despacho económico executado pelos mercados centralizados. Após verificar a viabilidade da rede para as condições do despacho realizado, o ISO, em caso de aprovação do despacho, contrata os devidos serviços auxiliares, caso contrário, é necessário ativar mecanismos que procedem a modificações para que seja possível a transação de energia. Pode ainda ser referido o *Transmission System Operator* (TSO), um operador com a função de transmissão de energia elétrica das fontes geradoras até aos operadores de distribuição de energia local. Este é, também, em monopólio, devido ao custo de instalação económico e logístico de instalação de várias redes de transporte, e, portanto, está sujeito a fortes regulamentações.

4.1.2 Modelo *Pool* Simétrico

No modelo *Poll*, os produtores, comercializadores e entidades elegíveis necessitam de apresentar propostas de compra e venda de volume de energia, para que o operador de sistema consiga verificar a quantidade de energia negociada para um dado período. Este precisa de definir um preço de mercado, a fim de todas as entidades saberem o preço que irão receber pela energia produzida; ou se irão receber a quantidade de energia proposta ao preço definido em mercado [9] [80]. Para tal, é realizado um cruzamento de dados de compra e venda de energia, como se pode observar na figura 4.1.

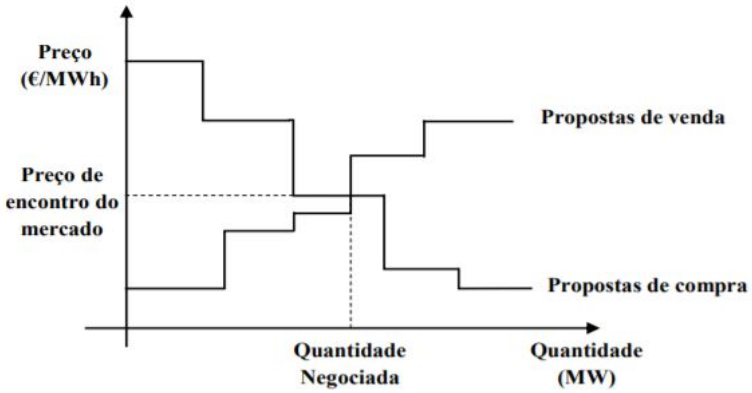


Figura 4.1: Modelo *Pool* Simétrico, fonte [9]

Depois de realizadas todas estas ações, é necessário que o OM realize o estudo de viabilidade técnica para aprovação do despacho. É de realçar que, na Figura 4.1, todas as propostas situadas do lado esquerdo do ponto de interseção das retas ou, preço de mercado, serão aceites tanto de compra como venda. Este mercado tem como principal benefício o estudo económico por parte de agentes compradores que apresentam as suas propostas em função do preço de compra. Os agentes compradores pretendem, portanto, maximizar este benefício de compra. Caso não seja vantajoso, estes consideram não ser viável do ponto de vista económico. Assim, pode afirmar-se que este tipo de modelo beneficia o aumento da competição, devido ao elevado número de agentes intervenientes, o qual proporciona modificações menos bruscas na formação do preço de mercado [9] [54].

4.1.3 Modelo *Pool* Assimétrico

Este tipo de modelo permite apenas a formação das propostas de venda, conforme exemplificado na figura 4.2. Caracteriza a carga como inelástica, não havendo formação de propostas de compra, uma vez que se admite que a carga pague o preço resultante do funcionamento do mercado [10]. No lado da procura, utilizam-se previsões de carga para cada intervalo de tempo de comercialização com os consumidores elegíveis ou comercializadores. Por esta razão, a procura surge caracterizada, na figura 4.2, como retas verticais, características de cada intervalo de tempo.

Neste tipo de mercado (figura 4.2), a quantidade de energia Q1 vai ser transacionada em mercado ao preço PM1 e a quantidade Q2 ao preço PM2, e assim sucessivamente. Este tipo de modelo de mercado mostra que os preços são influenciados pelas propostas de venda, pela procura e possíveis saídas de funcionamento, sejam elas avarias ou manutenções [11].

Em ambos os casos, *Pool* Simétrico ou Assimétrico, um mercado ideal seria caracterizado pelo elevado número de participantes e pela distribuição da capacidade

de produção. Nos dois, as curvas de oferta e procura não apresentariam descontinuidades acentuadas. Neste mercado ideal, os preços seriam mais homogéneos, não apresentando tantas variações, sendo que há participações obrigatórias ou voluntárias. No modelo obrigatório, os consumidores elegíveis, comercializadores e produtores têm de apresentar as suas propostas em mercado; já em modelo voluntário, os mesmos intervenientes podem apresentar as suas propostas ou realizar as transações diretamente através de contratos bilaterais [10] [80].

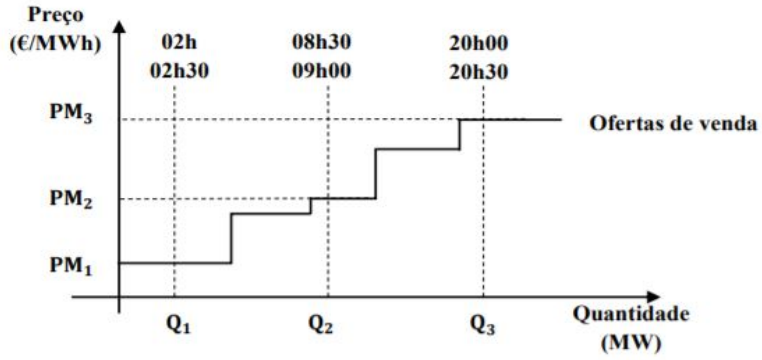


Figura 4.2: Modelo *Pool* Assimétrico, fonte [10]

4.1.4 Modelo *Pool*-Bilateral ou Híbrido

Neste modelo, os intervenientes, consumidores elegíveis e comercializadores podem realizar as transações de energia diretamente com os produtores, tendo apenas de informar o operador de sistema para posterior análise das condições técnicas da rede. Este permite aos consumidores elegíveis e comercializadores encontrar o produtor certo para efetuar a transação, e vice-versa, tendo como objetivo maximizar os lucros e assegurar o fornecimento de energia. Além disso, reduz a volatilidade do mercado e do preço em mercado *spot*, devido, essencialmente, ao problema de armazenamento da energia, mas também às condições de carga e influência de funcionamento dos grupos geradores e linhas de transporte que, por vezes, somente estão disponíveis para um dado período. Aqui, os intervenientes conseguem negociar com entidades conhecidas, ao contrário dos modelos em *pool*, nos quais as entidades não sabem quem lhes fornece a energia e, quem a produz, não sabe a quem se destina [11] [80].

Neste tipo de mercado, podem, também, ser mencionados os contratos bilaterais físicos que possuem um maior grau de detalhe ao nível de nós de injeção e absorção da energia. Estes permitem a alteração do funcionamento do sistema nas regiões onde irão ter influência. Normalmente, são estabelecidos para prazos iguais ou superiores a um ano, e possuem maior nível de detalhe, o que permite ao operador de sistema

verificar a viabilidade técnica com maior pormenor. Com isso, contribui para uma maior segurança do sistema e para a qualidade de serviço da energia.

Em grande parte dos países que sofreram restruturação do setor elétrico, tem-se os modelos de estrutura mista, ou híbridos, os quais permitem a celebração de contratos bilaterais que funcionam em simultâneo com o modelo de mercado em *pool*. Normalmente, estes mercados funcionam em modelo de participação voluntária, dando opção de escolha aos intervenientes nas relações que pretendem estabelecer [80].

Na Figura 4.3, encontra-se, mais sucintamente, o modelo em questão.

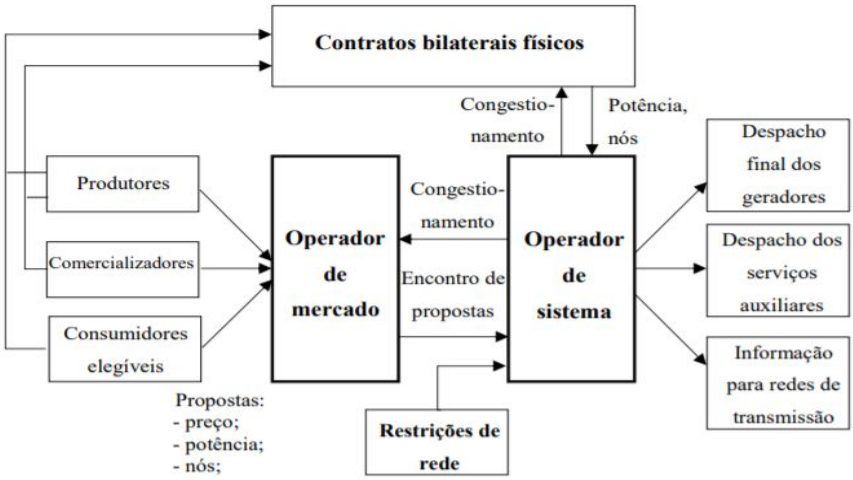


Figura 4.3: Modelo *Pool*-bilateral ou híbrido, fonte [11]

Este modelo tenta combater a volatilidade do mercado e do preço do mesmo, permitindo aos agentes intervenientes possuir um mercado com maior grau de transparência e conhecimento. Contudo, o número de agentes presentes em mercado influencia o preço e, por isso, este pode apresentar instabilidade, devido ao poder de mercado que certos agentes possuem. Estes podem, também, fazer variar o preço do mesmo, conforme for mais benéfico para eles. Por essa razão, quanto maior o número de intervenientes, maior vai ser a estabilidade de preços em mercado [80].

4.2 Modelos em Sistemas de Energia Fotovoltaica

Podem ser identificados vários artigos e estudos que validam BMs no setor de energia. Assim, ao longo desta secção, são expostos alguns casos reais da utilização de BMs no setor da energia fotovoltaica, dando apoio ao trabalho realizado nos casos de estudo práticos abordados a *posteriori* no sexto capítulo do documento.

Richter [12] compara os BMs de energia renovável do lado dos distribuidores e do lado do cliente, por sua vez, Huijben e Verbong [81] também descrevem os principais tipos de BMs fotovoltaicos na Holanda, assim como Strupeit e Palm [82] nos Estados Unidos, Japão e Alemanha. Meier apresenta em [83] modelos de negócios fotovoltaicos em regiões emergentes.

Assim, de acordo com Richter [12] dois modelos de negócios genéricos - cada um com sua própria lógica de negócios subjacente - são identificados na literatura: modelos de negócios de energia renovável do lado do cliente e modelos de negócios de energia renovável do lado dos distribuidores.

BM de energia renovável do lado do cliente: compreende projetos de grande escala com capacidade entre 1 e algumas centenas de MW. As principais tecnologias para esta aplicação são a energia eólica *offshore*, sistemas fotovoltaicos em grande escala, centrais de biomassa e de biogás, bem como a energia solar térmica. A proposta de valor deste BM é a geração em massa de eletricidade. A eletricidade é injetada na rede e entregue ao cliente através da cadeia de valor da eletricidade convencional. A interface com o cliente consiste em contratos de compra de energia de empresa para empresa, ao invés de um relacionamento com o cliente final. Embora os projetos tenham, geralmente, menor capacidade de geração do que carvão convencional ou centrais de energia nuclear, desempenham um papel bastante centralizado. Através da sua posição na cadeia de valor de eletricidade, a produção e entrega de eletricidade a partir dessas fontes segue uma lógica semelhante à das centrais de energia convencional centralizadas. No que diz respeito ao modelo de negócios geral, esses projetos são muito mais semelhantes a centrais de energia centralizadas tradicionais do que projetos de energia renovável de pequena escala no lado do cliente [12].

Figura 4.4: Posição dos 2 BMs na cadeia de valor, fonte [12]

BM de energia renovável do lado das distribuidoras: este modelo de negócio compreende a geração de energia em sistemas de pequena escala perto do ponto de consumo, também denominado geração distribuída. As principais tecnologias para esta aplicação são os sistemas PV, micro turbinas eólicas e sistemas micro combinados de energia e calor. Esta forma distribuída de geração de eletricidade renovável é, frequentemente, vista como um pilar da energia futura e associada a benefícios ambientais substanciais. Em último caso, um edifício pode ser totalmente auto-alimentado com eletricidade. No contexto corporativo, esse BM é também

conhecido como "contratação". Este estudo, no entanto, refere-se a uma pequena escala sistemas, principalmente para clientes particulares e pequenos e para negócios médios. Quando a geração de eletricidade distribuída ocorre em casas privadas, é descrito como geração residencial. Os sistemas de energia distribuídos estão na faixa de alguns quilowatts e cerca de 1 MW. Esses sistemas de pequena escala têm uma posição diferente na cadeia de valor da eletricidade (figura 4.4). Consequentemente, estes seguem uma lógica diferente de projetos do lado da distribuição no que diz respeito à produção, entrega e consumo de eletricidade (tabela 4.2).

Os dois modelos de negócios referidos são "tipos ideais " e representam os dois lados de um espectro, havendo na mesma variações dos mesmos.

Tabela 4.2: Comparação da concepção dos dois BMs, fonte [15] [16]

	BM lado distribuidoras	BM lado cliente
Proposta de valor	Geração em massa de eletricidade injetada na rede	Soluções customizada
		Serviços relacionados com energia
Interface com o cliente	Eletricidade como comunidade	O cliente está envolvido com energia produzida, hospedando o sistema de produção e partilha
	O cliente paga por unidade	O cliente paga por unidade
Infraestrutura		Grande número de ativos de pequena escala
	Geração centralizada	Geração próxima do local de consumo
Receita	Receitas por *feed-in* de eletricidade	Receita deuso direto, *feed in* e/ou serviços
	Economias de grande escala	Custos de transação elevados

Capítulo 5

Metodologia

O presente capítulo expõe a metodologia utilizada nos casos práticos considerados e está dividida em 3 secções: (1) Estrutura; (2) KPIs de *baseline* e (3) Impacto da produção fotovoltaica (PV).

5.1 Estrutura

O assunto KPI tem sido explorado na literatura para diferentes âmbitos, motivando o trabalho apresentado neste relatório. A metodologia apresentada tem como base os trabalhos de Pedro Faria *et al.* [13] e Enrique Personal *et al.* [55].

A figura 5.1 apresenta uma estrutura para avaliar o impacto das soluções de gestão de energia e uso de KPIs. A metodologia é composta por três fases, a de preparação (fase zero) e as de avaliação.

Na fase zero, são realizadas as etapas necessárias para avaliar a metodologia proposta. Esta fase inclui a seleção dos KPIs a serem avaliados (é de notar que esta metodologia pode ser aplicada a qualquer grupo de KPIs, no entanto, neste estudo, foram selecionados apenas alguns de acordo com os objetivos do trabalho), o registo dos consumidores nos programas e a instalação de equipamentos.

Posteriormente, na primeira fase de avaliação, é elaborada uma *baseline* a partir da monitorização dos edifícios selecionados e é realizada uma análise de custo-benefício.

Finalmente, na segunda fase de avaliação é usada uma ferramenta de tratamento de dados, onde serão incluídos novos elementos (KPIs), de forma a avaliar o impacto dos mesmos, em diferentes situações, através da comparação com a *baseline*.

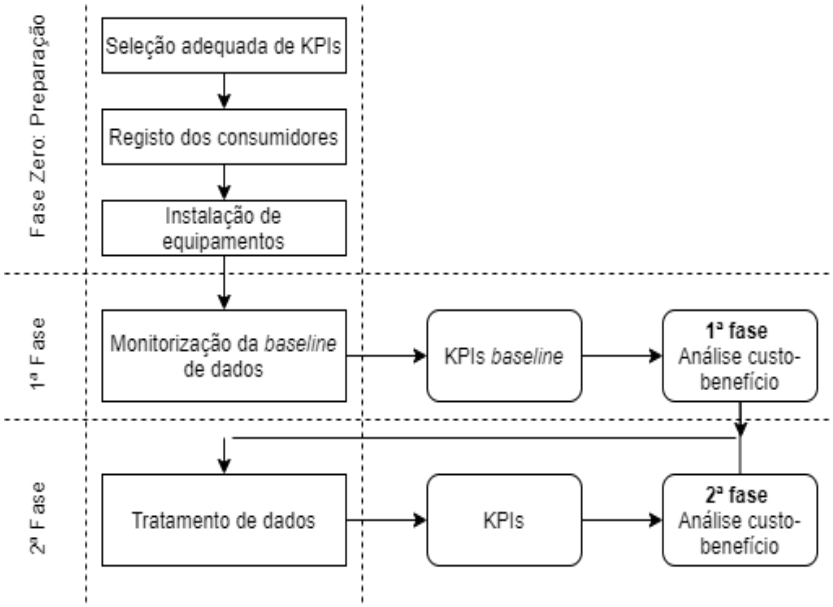


Figura 5.1: Estrutura da metodologia de avaliação de KPI, adaptado de [13]

5.2 KPIs de *baseline*

A *baseline* é construída a partir das informações de valores previamente recolhidos, onde são utilizados dados de medição para calcular os padrões de consumo médio anual e custos monetários, resultantes da aplicação de diferentes tipos de tarifas a diferentes casas e edifícios residenciais de uma comunidade de energia.

A carga da *baseline* agregada de diferentes edifícios é calculada através da expressão [13]:

$$L_{agg} = \sum_{n_h=1}^{H} \sum_{d=1}^{D} \sum_{t=1}^{T} L(h, d, t) \tag{5.1}$$

onde L_{agg} é a carga da casa h , no dia d e no tempo t. Ou seja, L_{agg} corresponde à carga total de um determinado número de casas (H), ao longo de um período de D dias, em que cada dia tem T medições. No estudo dos dados deste trabalho, visto se tratar de um ano bissexto, $D = 366$.

Seguindo a mesma lógica, e tendo disponíveis os preços para diferentes tarifas ($Tariff_{(t,type)}$), o custo anual da *baseline* para diferentes tipos de tarifa é dado por [13]:

$$Cost_{gen(type))} = \sum_{n_h=1}^{H} \sum_{d=1}^{D} \sum_{t=1}^{T} L(h,d,t) \cdot Tariff_{(t,type)} \tag{5.2}$$

A definição da tarifa e o cálculo dos custos anuais e cargas agregadas é feita a partir de medições disponíveis.

5.3 Impacto da Produção Fotovoltaica (PV)

Após determinar a *baseline*, as informações atuais resultantes podem ser usadas para realizar uma análise de custo-benefício. Em particular, nos casos de estudo abordados par este relatório, deseja-se avaliar o impacto da PV numa comunidade de energia. Para este fim, a capacidade de produção fotovoltaica pode ser calculada através de [13]:

$$PV_{gen(n_b))} = \sum_{d=1}^{D} \sum_{t=1}^{T} P_{pv}(d,t,n_b) \tag{5.3}$$

onde $P_{pv}(d,t,n_b)$ é a energia gerada por uma unidade fotovoltaica instalada no edifício n_b , no dia d e tempo t.

Assumindo que as unidades fotovoltaicas sejam instaladas em edifícios específicos, o custo anual pode ser recalculado considerando o autoconsumo da energia fotovoltaica, da seguinte forma [13]:

$$Cost_{withPV(n_b,type))} = \sum_{d=1}^{D} \sum_{t=1}^{T} [(L_{d,t,n_b} - P_{pv(d,t,n_b)}) \cdot Tariff_{(t,type)}] \tag{5.4}$$

Onde $Cost_{withPV(n_b,type)}$ é o custo anual do edifício n_b após usar o autoconsumo da produção fotovoltaica para as diferentes tarifas.

Com este último cálculo, é possível fornecer uma medida de poupança percentual ao comparar o valor da *baseline* com o impacto do autoconsumo de PV, através de: [13]

$$\%Savings = [(Cost_{baseline} - Cost_{pv})/Cost_{baseline}] * 100 \tag{5.5}$$

Capítulo 6

Casos de Estudo

No presente capítulo, dividido em 3 secções, são apresentados os casos de estudo relativos a 3 comunidades de casas, bem como a discussão dos resultados obtidos em cada.

As comunidades são representativas das seguintes situações:

1. 40% dos utilizadores finais com PV (PV40);
2. 80% dos utilizadores finais com PV (PV80);
3. 100% dos utilizadores finais com PV (PV100).

Segundo as informações fornecidas para a realização deste projeto, as várias instalações PV (40%, 80% e 100%) são incrementais, o que significa que os utilizadores finais com PV na comunidade de 40% também têm o mesmo PV na comunidade de 80%. Assim, cada comunidade de casas é composta por 25 agentes, onde os perfis energéticos das mesmas foram gerados segundo os seguintes dados:

- uma habitação unifamiliar com uma instalação de 10.35 kVA localizada no Porto (fonte [1]);
- uma apartamento unifamiliar localizado no Porto (fonte [2]);
- uma casa de família individual perto de Paris, França (fonte [3]).

[1] https://site.ieee.org/pes-iss/data-sets/
[2] https://site.ieee.org/pes-iss/data-sets/
[3] https://archive.ics.uci.edu/ml/datasets/Individual+household+electric+power+consumption

Para cada agente de cada comunidade foram recolhidos dados de consumo energético (kWh) e de produção PV (kWh), a cada hora, durante um ano, perfazendo um total de 8 784 períodos de recolha, o que equivale ao número de horas de um ano bissexto (figura 6.1a).

Para os períodos em análise, foram ainda aplicados os valores das tarifas de retalhista, tarifa bi-horária da EDP, em que na figura 6.1b "Price from grid 1" representa o valor pago pelo *prosumer* 1 à rede e "Price to grid 1" o valor que o *prosumer* recebe da rede ao vender o excesso da energia. Em paralelo, consideram-se os valores das tarifas de agregador, preço de mercado, que na figura 6.1c "Price from agg 1" e "Price to agg 1" representam o valor de compra e venda , respetivamente.

No anexo A, nas imagens A.1 e A.2 é possível verificar, com mais detalhe, as diferentes tarifas, tanto da rede como do agregador, respetivamente. Os "Grid Prices", como se pode ver, variam ao longo do dia (por possuirem uma tarifa bi-horária), no entanto são fixos, isto é, no dia seguinte (correspondente ao período 25, neste exemplo), a tarifa aplicada ao "Period" 1, isto é, a 1ª hora, vai ser igual à que foi aplicada no "Period" 1 do dia anterior. Já os "Aggregator Prices", estes vão variar ao longo das horas e dos dias, de acordo com o "*clearing price*", modificando, assim, ao longo do ano. É de notar que os preços agregadores consideram os preços de mercado com uma margem de 30% (acima para o preço de venda e abaixo para o preço de compra).

Assim, com recurso à ferramenta EXCEL, para cada comunidade de casas, foram analisados os valores de consumo (*Consumption*), produção (*Generation*), preços de retalhista (*Grid prices*) e preços de agregador (*Aggregator prices*) (figura 6.1).

A tabela 6.1 sintetiza a informação abordada em cada caso de estudo. Como referido anteriormente, todos os estudos foram realizados para um período de 12 meses.

Tabela 6.1: Sintetização dos casos de estudo abordados

Caso de Estudo	Objetivo/Análise
1	Aferir a influência de PV nos gastos finais; Análise dos custos finais de cada comunidade (PV40, PV80, PV100) , comparando-as com PV0; Para o estudo são utilizados os valores referentes a "Grid Prices"; Comparação da produção fotovoltaica nas diferentes comunidades.
2	Avaliar a influência de diferentes tarifas (tarifas de rede e de agregador); São consideradas diferentes percentagens de PV: PV0 e PV40; Comparação da melhoria que se sente entre a tarifa de agregador em relação à da rede.
3	Conjugação dos casos 1 e 2; Comparação dos piores com os melhores resultados encontrados.

6.1 Caso de Estudo 1

O caso apresentado tem como objetivo aferir a influência da PV nos gastos finais. Assim, são analisados, para o período de 12 meses, os custos finais de cada comunidade de casas (PV40, PV80, PV100), utilizando, para o efeito, os valores referentes aos "*Grid Prices*". Para tal, são comparados os custos finais anteriormente referidos com os custos finais de um caso em que não existe presença de PV (PV0) Neste também é feita a comparação de geração fotovoltaica que se faz sentir ao longo do ano, para as diferentes comunidades.

A tabela 6.2 apresenta os custos mensais finais (dos 25 agentes) de acordo com a variação de PV (PV0, PV40, PV80, PV100), que são obtidos através da multiplicação dos valores de "Consumption" pela tarifa "rid Prices". Nesta também são apresentadas as percentagens da poupança que há entre a *baseline* (PV0) e as restantes comunidades. Primeiramente, para realização dos cálculos, foi necessário agregar os dados de consumo e produção de períodos de hora em hora em valores mensais. Para isso, foi feita a soma de períodos correspondentes a cada mês, isto é, do período 1 ao 744- equivale o mês de janeiro; do período 745 ao 1441- equivale o

Period	Consumption 1	Generation 1
1	601,0000	0,0000
2	392,0000	0,0000
3	414,0000	0,0000
4	810,0000	0,0000
5	1123,0000	0,0000
6	179,0000	0,0000
7	411,0000	0,0000
8	183,0000	0,0000
9	223,0000	0,0000
10	314,0000	35,0877

(a) Valores de consumo e produção

Period	Price from grid 1	Price to grid 1
1	0,1012	0,0506
2	0,1012	0,0506
3	0,1012	0,0506
4	0,1012	0,0506
5	0,1012	0,0506
6	0,1012	0,0506
7	0,1012	0,0506
8	0,1882	0,0941
9	0,1882	0,0941
10	0,1882	0,0941

(b) Valores de tarifa retalhista

Period	Price from agg 1	Price to agg 1
1	0,086944	0,046816
2	0,080262	0,043218
3	0,080613	0,043407
4	0,08736	0,04704
5	0,093184	0,050176
6	0,082875	0,044625
7	0,077467	0,041713
8	0,077467	0,041713
9	0,070317	0,037863
10	0,07618	0,04102

(c) Valores de tarifa agregador

Figura 6.1: Dados (retirados do Excel) dos primeiros 10 períodos do agente 1 da comunidade PV=40%

mês de fevereiro e assim sucessivamente até ao período 8784, que equivale ao último dia do mês de dezembro.

Tabela 6.2: Custo mensal (dos 25 agentes) de acordo com a variação de PV, considerando os preços das tarifas de rede

Mês	PV0 (€)	PV40 (€)	(%)	PV80 (€)	(%)	PV100 (€)	(%)
jan	2 592,15	2 481,73	4,26%	2 390,61	7,78%	2 340,73	9,70%
fev	2 282,77	2 138,76	6,31%	2 027,48	11,18%	1 966,47	13,86%
mar	2 314,23	2 091,45	9,63%	1 930,24	16,59%	1 839,44	20,52%
abr	2 263,28	1 957,72	13,50%	1 741,55	23,05%	1 618,11	28,51%
mai	2 010,15	1 655,57	17,64%	1 405,49	30,08%	1 266,59	36,99%
jun	1 659,96	1 361,36	17,99%	1 147,21	30,89%	1 024,71	38,27%
jul	1 498,44	1 172,43	21,76%	941,23	37,19%	806,34	46,19%
ago	1 283,13	1 013,88	20,98%	815,01	36,48%	696,31	45,73%
set	1 784,43	1 570,21	12,00%	1 411,71	20,89%	1 322,47	25,89%
out	2 119,44	1 972,91	6,91%	1 863,38	12,08%	1 801,37	15,01%
nov	2 116,48	2 030,91	4,04%	1 959,19	7,43%	1 919,07	9,33%
dez	24 65,20	2 385,62	3,23%	2 320,53	5,87%	2 283,051	7,39%
Total	24 389,64	21 832,54		19 953,63		18 884,65	

No gráfico da figura 6.2 estão representados os gastos de cada mês do ano, sendo possíveis de observar os diferentes gastos consoante as percentagens de PV que são tidas em conta.

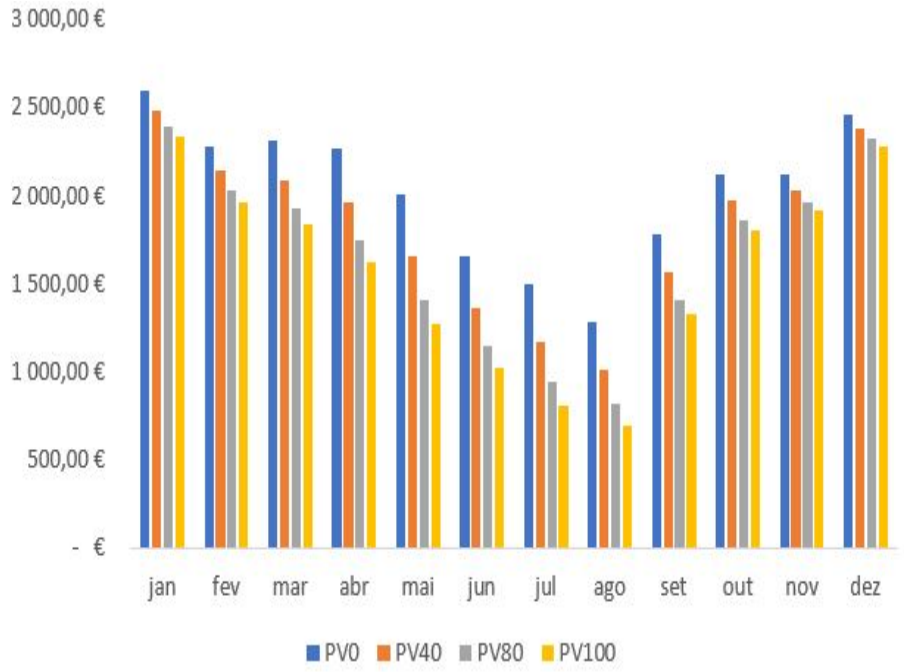


Figura 6.2: Custos mensais de acordo com as variações de PV, considerando os preços das tarifas de rede

A tabela 6.3 apresenta os valores de produção de energia, em kWh, para cada caso de PV estudado. É feita uma análise, onde se observam as diferenças ao longos dos 12 meses.

Tabela 6.3: Produção fotovoltaica mensal (dos 25 agentes), tendo em conta diferentes percentagens de PV

Mês	PV40 (kW)	PV80 (kW)	PV100 (kW)
jan	676,04	1 307,97	1 690,09
fev	951,07	3 147,65	4 067,77
mar	1 477,78	2 859,01	3 694,44
abr	2 033,16	3 932,09	5 082,91
mai	2 467,32	4 772,86	6 168,31
jun	2 201,31	4 258,34	5 503,27
jul	2 487,63	4 812,58	6 219,07
ago	2 201,96	4 259,84	5 504,91
set	1 593,72	3 084,69	3 984,29
out	979,71	1 895,93	2 449,28
nov	512,21	990,89	1 280,52
dez	472,81	914,59	1 182,03
Total	18 054,72	36 236,42	46 826,88

O gráfico da figura 6.3 acompanha a tabela 6.3, onde são mais visíveis os picos de produção nos diversos meses do ano.

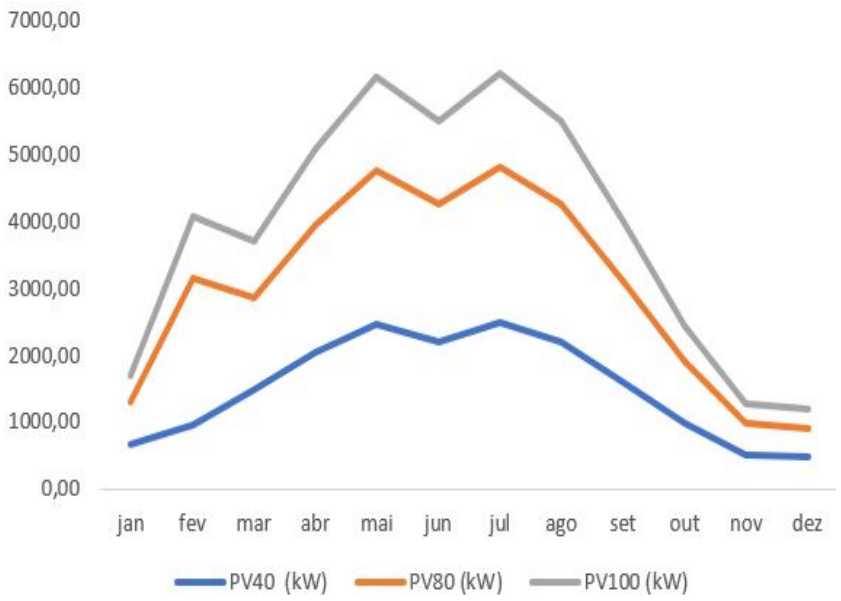


Figura 6.3: Produção fotovoltaica (dos 25 agentes) mensal, tendo em conta PV40, PV80 e PV100

6.1.1 Análise de Resultados

Com a observação da tabela 6.2 é possível verificar a diminuição de custos que se sente à medida que os valores de PV são incrementados. Há uma diminuição mais acentuada quando se comparam todos os valores de PV com os valores em que não há presença de PV (PV0). Tomando o mês de janeiro como exemplo, nota-se um incremento 4,26% entre PV0 e PV40, um incremento de 7,78% entre PV0 e PV80 e um incremento de 9,70% da PV0 para PV100. O mês em que se obtém uma maior poupança é, claramente, o mês de julho, onde, se conseguem melhorias, no melhor caso (onde os painéis são utilizados a 100%), na ordem dos 46%. Esta situação é semelhante nos restantes meses, mas, agora com a análise do gráfico da figura 6.2, é mais percetível que há uma decadência e, por consequente, maior diferença de custos nos meses junho, julho e agosto. Nestes, os gastos decaem para cerca de metade, ou mais, dos meses restantes. Principalmente nos meses de junho e julho, com o valor de PV a 100%, consegue-se valores muito abaixo da média dos gastos gerais. Estas bruscas descidas devem-se ao facto de estes meses serem aqueles cuja exposição solar é maior, obviamente que a eficácia dos painéis também se reflete nos valores de custos. Setembro é também um mês caricato, onde os seus valores de custo se mostram mais baixos, apesar de ser um mês onde a exposição solar não é tão grande, no entanto, conseguem-se resultados, também eles abaixo da média dos custos finais. Pela razão contrária, os meses seguintes, outubro, novembro, dezembro e janeiro voltam a ter valores mais altos, ainda que se atente àqueles onde o valor de PV é o mais elevado, isto porque correspondem a dias nublados ou chuvosos em que a geração fotovoltaica continua a produzir eletricidade, no entanto, com perdas de eficiência, uma vez que as nuvens e as gotículas de água dificultam a chegada dos raios solares aos painéis.

Considerando, agora, a tabela 6.3 e analisando os valores da energia fotovoltaica produzida, tem-se que a geração vai ser maior no período dos meses entre maio e agosto que, prestando atenção aos custos da tabela 6.2, correspondem àqueles onde os valores são menores. A geração fotovoltaica incrementa à medida que a percentagem de PV aplicada também aumenta. Atentando ao total do valores de geração, confirma-se que, num ano, tendo em conta a comunidade PV40, há gera-se energia na ordem de 18 000 kWh; se a PV para o dobro, também a geração dobra o seu valor. Quando considerada a comunidade que utiliza 100% dos painéis fotovoltaicos, atingem-se valores de geração, num ano, de quase 47 000 kWh.

A produção fotovoltaica é inversa aos custos de consumos, uma vez que, quando estes são menores, há uma maior produção de energia. Produção essa que se faz sentir em maior quantidade, principalmente, nos meses de verão conjugados com o incremento de PV, podendo atingir valores na ordem dos 6 milhares de kWh.

A utilização de painéis, vai sempre, como se pode verificar através dos valores

percentuais da tabela 6.2, ser uma solução melhor, independentemente da comunidade a ter em conta.

É evidente concluir que, com a utilização total de PV, obtém-se os melhores resultados e, por isso os menores custos, qualquer que seja o mês considerado. Assim como a não utilização de painéis resulta nos mais elevados valores. No mesmo seguimento, a nível de produção fotovoltaica, são expostos valores mais altos naqueles meses em que os seus custos são os mais baixos, há uma maior produção de energia.

6.2 Caso de Estudo 2

Este caso de estudo tem como finalidade avaliar a influência de diferentes tarifas, considerando percentagens diferentes de PV. À semelhança do caso anterior, também são aferidos os custos finais, para o período de 12 meses, sendo que nesta situação apenas se comparam os valores de uma comunidade de PV40 com aquela que não utiliza painéis, a PV0. Nas tabelas 6.4 e 6.5 são apresentados os custos, atendendo às tarifas de rede e às de agregador, assinaladas por "Grid Prices" e "Agg Prices", respetivamente. Para tal foi feita a soma dos gastos dos 25 agentes, ou seja, a multiplicação dos consumos pelas tarifas em questão.

A última coluna de cada uma das tabelas anteriormente referidas, apresenta, em percentagem, quão melhor é a utilização de "Agg Prices" em relação aos "Grid Prices". Para esse efeito foi feita a divisão percentual dos "Agg Prices" pela coluna dos "Grid Prices", de modo a se obter os valores de melhoria de uma tarifa em relação à outra. Estas operações foram repetidas para todos os meses, tanto para a utilização de PV a 40% como para PV0.

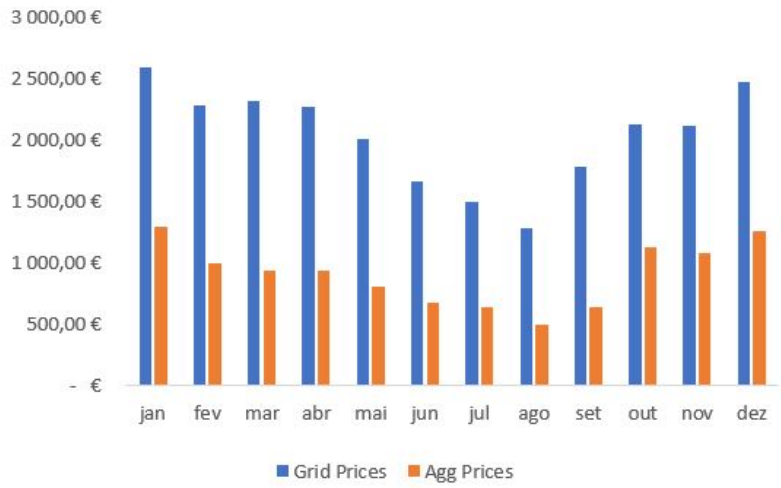
Os gráficos da figura 6.4 transparecem as diferenças que se fazem sentir ao longo de um ano, tendo em conta as duas tarifas já mencionadas, para as distintas PV0 e PV40.

Tabela 6.4: Custos mensais (dos 25 agentes), aplicando as tarifas de rede e de agregador da comunidade PV=0

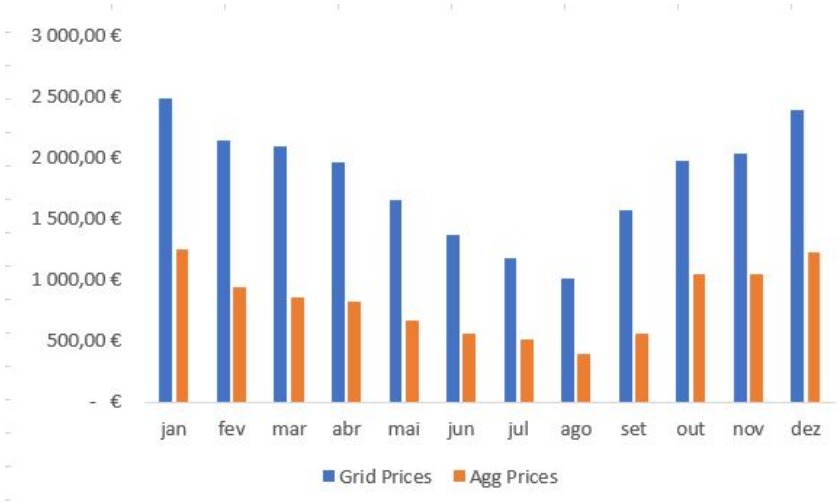
Mês	Grid Prices (€)	Agg Prices (€)	(%)
jan	2 592,15	1 295,37	49,97
fev	2 282,77	997,33	43,69
mar	2 314,23	937,62	40,52
abr	2 263,28	931,56	41,16
mai	2 010,15	797,60	39,68
jun	1 659,96	669,33	40,32
jul	1 498,44	639,84	42,70
ago	1 283,13	490,68	38,24
set	1 784,43	631,98	35,42
out	2 119,44	1 120,41	52,86
nov	2 116,48	1 080,24	51,04
dez	2 465,19	1 260,73	51,14
Total	24 389,64	10 852,68	

Tabela 6.5: Custos mensais (dos 25 agentes), aplicando as tarifas de rede e de agregador da comunidade PV=40%

Mês	Grid Prices (€)	Agg Prices (€)	(%)
jan	2 481,73	1 242,24	50,06
fev	2 138,76	935,55	43,74
mar	2 091,45	850,81	40,68
abr	1 957,72	815,16	41,64
mai	1 655,57	665,45	40,19
jun	1 361,36	555,85	40,83
jul	1 172,43	509,00	43,41
ago	1 013,87	395,46	39,00
set	1 570,21	560,35	35,69
out	1 972,91	1 047,49	53,09
nov	2 030,91	1 040,36	51,23
dez	2 385,62	1 223,73	51,30
Total	21 832,54	9 841,44	



(a) Valores de custo para comunidade em que PV=0



(b) Valores de custo para a comunidade em que PV=40%

Figura 6.4: Custos mensais com a utilização de diferentes tarifas, tendo em conta as comunidades PV0 e PV40

6.2.1 Análise de Resultados

Atentando às tabelas 6.4 e 6.4, a par com os gráficos referentes das mesmas (da figura 6.4), observa-se que há uma notória diferença quando se compara os preços das tarifas de rede com os de agregador. Estes resultados seriam de esperar, uma vez que, é pressuposto que o agregador está inserido dentro de uma comunidade de energia onde os preços de energia praticados são sempre inferiores aos dos retalhistas. Esta diferença que se faz sentir, neste caso apenas é comparada a uma comunidade em que a sua PV é de 40%, mas, certamente que seria mais visível se fossem feitas comparações com casos em que a PV é maior, por exemplo com a comunidade em que PV=100%.

Verificou-se, à semelhança do caso de estudo 1, uma grande diferença de custos

nos meses em que a exposição solar é maior, nomeadamente, os meses de verão (junho, julho, agosto), onde se atingem valores bastantes diminutos em relação aos restantes meses, quer seja com PV0, quer com PV40. A diferença é bem mais acentuada quando se aplica uma tarifa de agregador, podendo o valor final chegar aos 395,46 € (PV40), correspondente ao mês de agosto, sendo este o menor dos valores ao longo do período considerado, um ano.

Averiguando as tabela é passível de entender, em todos os meses, quão melhor é a tarifa de agregador em relação à tarifa de rede, na presença de PV a 40% e sem presença de PV. Como se verifica, as diferenças não são muito acentuadas, no entanto, é possível analisar que a utilização das tarifas de agregador compensa, em média, 41,93% com PV0 e 42,53% com PV40, relativamente às tarifas de rede. Resultando, mais uma vez, como seria de esperar, que, com a utilização da tarifa de agregador, é mais rentável, qualquer que seja a altura do ano.

6.3 Caso de Estudo 3

O terceiro caso de estudo representa a conjugação dos dois casos anteriores, onde, depois das demais comparações, se conclui que, os melhores resultados (e por isso, os menores custos) são aqueles onde é utilizada a tarifa de agregador na comunidade de PV100; e os piores resultados (por isso os valores mais elevados), são aqueles onde, na comunidade PV0, se utilizam as tarifas de rede. Isto é, afere-se a diferença que existe entre utilizar os “Grid Prices” numa comunidade sem painéis fotovoltaicos (PV0), assinalado na coluna “PVO_Grid” e a uilização dos “Agg Prices” na comunidade que utiliza a PV a 100%, assinalado na coluna "PV100_Agg". Tal como nos anteriores casos, o estudo é feito para um período de 12 meses.

A tabela 6.6 representa os custos nas diferentes situações de utilização de PV, em que cada comunidade opera com tarifas dispares, bem como a poupança que existe entre as duas (assinalada pela última coluna da tabela).

O gráfico da figura 6.5 traduz esses valores, observando-se as irregularidades nos dois cenários em questão.

Tabela 6.6: Valores dos custos mensais (dos 25 agentes) dos cenários: PV0_Grid e PV100_Agg

Mês	PV0_Grid (€)	PV100_Agg (€)	(%)
jan	2 592,15	1 173,45	54,73
fev	2 282,77	861,85	62,25
mar	2 314,23	750,43	67,57
abr	2 263,28	681,84	69,87
mai	2 010,15	515,65	74,35
jun	1 659,96	424,27	74,44
jul	1 498,44	357,18	76,16
ago	1 283,13	280,10	78,17
set	1 784,43	475,14	73,37
out	2 119,44	960,52	54,68
nov	2 116,48	987,49	53,34
dez	2 465,19	1 174,36	52,36
Total	24 389,64	8 642,27	

Figura 6.5: Evolução dos custos mensais (dos 25 agentes) tendo em conta os cenários: PV0_Grid e PV100_Agg

6.3.1 Análise de Resultados

Analisando os valores da tabela 6.6 entende-se bem o impacto que a utilização de PV tem nos custos finais. Esta, combinada com as tarifas de agregador resulta em números bastante mais diminutos em relação à situação em que não há presença de painéis, onde são aplicadas as tarifas de rede.

Com o estudo da tabela, verifica-se que há, em média, uma poupança de cerca de 66%, o que se traduz no valor de 1 312 €, aproximadamente, quando se trata da comunidade PV100 (em que, nesta, são tidos em conta as tarifas de agregador).

Tomando como exemplo o último mês do ano, tém-se que, a apesar de ser um mês onde a geração fotovoltaica será menor, ainda assim, é possível obter uma poupança de 52,36%. No mês de agosto, onde o custo é o mais baixo, a percentagem de melhoria é maior, cerca de 78%, precisamente porque se trata de um mês em que a exposição solar é maior.

Tendo em conta a poupança média anual dos 25 agentes (referida anteriormente), tém-se que, cada agente, poupa cerca de 630 €. Uma vez que o custo de instalação de painéis fotovoltaicos, considerando a média nacional, varia entre 150 € e 10 000€, para uma habitação com agregado familiar médio, a instalação ficaria por 4 000 € [84]. Assim, no final de pouco mais de 6 anos, espera-se que haja um retorno do investimento.

Conclui-se, portanto, que com a utilização de painéis a 100% a poupança pode ser significativa, ainda mais quando se aplicam as tarifas do agregador.

6.4 Discussão de Resultados

Com a análise dos casos de estudo, é possível afirmar que, a utilização de PV, considerando os preços de rede, apresenta melhorias na ordem de 46%, quando se trata do mês de julho. Essas melhorias são percetíveis em meses de verão, como o caso referido. Seria de esperar, visto que são os meses onde a exposição solar é maior e, por essa mesma razão, também a produção de energia vai ser mais elevada .

Quando se comparam tarifas, é notória a diferença que há: as tarifas de agregador, por serem naturalmente mais baixas, ainda que sejam aplicadas a uma comunidade PV0, resultam em melhores resultados do que quando lhe são aplicadas as tarifas de rede. Obviamente que, nesta situação, à medida que se incrementa a produção fotovoltaica, também os custos finais irão, ainda mais, teve uma melhoria. Assinalando o caso que foi estudado para este efeito, tem que, a utilização das tarifas de agregador compensa, em média, 41,93% com PV0 e 42,53% com PV40, relativamente às tarifas de rede.

A produção fotovoltaica é inversa aos custos de consumos, uma vez que, quando estes são menores, há uma maior produção de energia. Produção essa que se faz sentir em maior quantidade, principalmente, nos meses de verão conjugados com o incremento de PV, podendo atingir valores na ordem dos 6 milhares de kWh.

Foi ainda, através de um ensaio, conseguido calcular, em média, para as condições dadas, qual o tempo de retorno de uma instalação fotovoltaica, chegando ao resultado de cerca de 6 anos.

Capítulo 7

Conclusões

O presente capítulo expõe as principais conclusões e limitações do trabalho realizado, bem como propostas de melhoria a desenvolver num trabalho futuro.

7.1 Considerações Finais

Portugal mostra-se no panorama Europeu como um dos mercados mais promissores para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, tanto pela localização geográfica privilegiada em termos de irradiação solar como recurso renovável, como pela visão estratégica de desenvolvimento do setor renovável incluída no Plano Nacional de energia e Clima para 2030 (PNEC 2030). Contudo, no fim de 2019, a potência solar fotovoltaica no País (cerca de 900 MW) correspondeu a uma pequena parcela do consumo de eletricidade nacional, de apenas 2,3%, num cenário em que a eletricidade renovável consumida como um todo já representa cerca de 53% da procura.

Com os estudo realizado, conclui-se que os BMs desempenham, efetivamente, um papel fundamental para realizar a transação energética prevista no paradigma das SGs.

Os casos reais de estudo abordados foram os de 3 comunidades de casas (com 25 agentes cada), representando: 40%, 80% e 100% dos utilizadores finais com PV.

O caso de estudo 1 teve como objetivo aferir a influência da PV nos gastos finais. Assim, foi realizada uma análise detalhada dos custos finais de cada comunidade de casas (PV40, PV80, PV100), utilizando, para o efeito, os valores referentes aos preços da rede. Para o efeito, foram comparados os custos finais anteriormente referidos

com os custos finais de um caso em que não existe presença de PV (PV0). Foram apresentados os resultados obtidos que concluíram que, com a utilização total de PV (100%), obtém-se os melhores resultados e, por isso os menores custos, qualquer que seja o mês considerado, assim como a não utilização de painéis resulta nos mais elevados valores. Por exemplo, o mês de janeiro apresenta, para PV=0%, um custo de 2 592,15€ e para PV=100% um custo de 2 340,73€, o que significa uma melhoria/incremento de 9,70% na utilização de PV.

À semelhança do caso anterior, também no caso de estudo 2, foram aferidos os custos finais, para o período de 12 meses, no qual se compararam os valores de uma comunidade de PV40 com uma PV0. Apesar de não se ter verificado diferenças acentuadas, foi possível analisar que a utilização das tarifas de agregador compensou, em média, 41,93% com PV0 e 42,53% com PV40, relativamente às tarifas de rede. O que reforçou, novamente, que a utilização da tarifa de agregador é mais rentável, qualquer que seja a altura do ano.

O último caso de estudo resultou da fusão dos dois casos anteriores, pois através das comparações realizadas nos mesmos, concluiu-se que, os melhores resultados forão aqueles onde foi utilizada a tarifa de agregador na comunidade de PV100; e os piores foram aqueles onde, na comunidade PV0, se utilizaram as tarifas de rede. Verificou-se ainda que há, em média, uma poupança de cerca de 66%, o que se traduz no valor de 1 312€, aproximadamente, quando se trata da comunidade PV100. Tendo em conta a poupança média anual dos 25 agentes, obteve-se que, cada agente, poupou cerca de 630€. Uma vez que o custo de instalação de painéis fotovoltaicos, considerando a média nacional, varia entre 150€ e 10 000€, para uma habitação com agregado familiar médio, a instalação ficaria por 4 000€. Assim, no final de pouco mais de 6 anos, espera-se que haja um retorno do investimento.

Uma das desvantagens da aplicação de painéis é que, estes dependem da meteorologia e atingem a sua maior produção, aproximadamente, a meio do dia, o que não coincide com os horários de pico da procura, tal como acontece em [1].

Para finalizar, é possível afirmar que a utilização de painéis fotovoltaicos é uma boa solução, tanto a nível económico, como ambiental, por ser considerada uma energia limpa. Os meses onde a exposição solar é maior (verão) são aqueles onde se conseguem maiores poupanças, contrariamente aos meses de inverno. Estes correspondem a dias nublados ou chuvosos em que a geração fotovoltaica continua a produzir eletricidade, no entanto, com perdas de eficiência, visto que as nuvens e as gotículas de água dificultam a chegada dos raios solares aos painéis.

7.2 Trabalhos Futuros

Segundo Ana Guimarães *et al.* em [78], pode, ainda, ser fornecida uma definição de modelos de negócios *Distribution System Operator* (DSO) alternativos, incluindo

uma especificação das estruturas que formulam o ambiente de relacionamento entre o mercado local e os seus *stakeholders*, e o uso estratégico de contratos.

As novas alternativas de BMs exploradas procuram um uso eficiente de recursos de energia distribuida nas comunidades locais de energia. Este novo ambiente local também exigirá uma definição adequada de processos e participantes para permitir a transação de trocas de energia, abordando as restrições locais. A exploração destes novos e alternativos modelos, bem como a aplicação dos mesmos em casos reais, seria uma mais valia para a continuidade deste projeto.

Juntamente com a capacidade de produção, muitos *prosumers* pretendem conseguir armazenar o excesso da sua produção durante as horas de pico. Pesquisas futuras poderão estudar qual o impacto que a capacidade de armazenamento terá no funcionamento dos MLE. No seguimento deste relatório, pode também ser estudado de que forma o tipo e quantidade de agentes irá interferir com o funcionamento do MGE.

Uma melhoria apresentada para o caso de estudo 1 (secção 6.1) seria explorar os benefícios dos utilizadores de PV em comparação com aqueles que não têm PV, por exemplo, no caso de 80% PV, quanto é que os 20% restantes (que não têm PV), poderiam ter economizado em comparação com aqueles que têm PV.

Por fim, outra melhoria apontada seria aplicar, periodicamente, a segunda fase de avaliação da metodologia proposta, de forma a melhorar o desempenho do sistema e trazer benefícios tanto para os consumidores quanto para as operadoras.

Referências

[1] M. Bertolini, C. D'Alpaos, and M. Moretto, "Do smart grids boost investments in domestic pv plants? evidence from the italian electricity market," *Energy*, vol. 149, pp. 890–902, 2018. [Citado nas páginas i, iii, 8 e 56]

[2] NYISO, "Distributed energy resources roadmap for new york's wholesale electricity markets: A report by the new york independent system operator." Available at `https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf`, janeiro 2017. [Citado nas páginas vii e 6]

[3] T. A. B. Sousa, "Energy resource management in smart grids considering an intensive use of electric vehicles." Available at `:http://gecad.isep.ipp.pt:8585/ies/file?id=17`, novembro 2011. [Citado nas páginas vii e 6]

[4] G. R. Migier, "Transação de energia elétrica peer-to-peer em redes elétricas inteligentes," tech. rep., 01 2021. [Citado nas páginas vii e 10]

[5] D. Parmenter, *Key performance indicators: developing, implementing, and using winning KPIs*. John Wiley & Sons, 2015. [Citado nas páginas vii e 16]

[6] REN21, "Global overview," *Renewables 2020 Global Status Report*, pp. 46–51, 2020. [Citado nas páginas vii, 20 e 21]

[7] "Renovaveis magazine vol 43_booki.pdf." `https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/72896/1/Renovaveis20Magazine20vol2043_Booki.pdf`. (Accessed on 09/707/2021). [Citado nas páginas vii e 22]

[8] F. Teotia and R. Bhakar, "Local energy markets: Concept, design and operation," *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*, pp. 1–6, 2016. [Citado nas páginas vii, 23, 24, 25, 26 e 27]

[9] P. D. S. Gomes, "Simulação de um pool simétrico com validação técnica do despacho provisório e apresentação de medidas corretivas baseadas num despacho Ótimo," Master's thesis, IPP-ISEP, 11 2012. [Citado nas páginas vii, 31 e 32]

[10] J. Gonçalves, "Modelos para a comercialização de energia elétrica em ambiente de mercado," Master's thesis, Instituto Politécnico de coimbra, 12 2013. [Citado nas páginas vii, 29, 32 e 33]

[11] F. J. O. da Rocha, "Estudo do impacto das energias renováveis no omie," Master's thesis, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 7 2019. [Citado nas páginas vii, 30, 32, 33 e 34]

[12] M. Richter, "Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy," *Energy Policy*, vol. 62, pp. 1226–1237, 2013. [Citado nas páginas vii, 2 e 35]

[13] P. Faria, F. Lezama, Z. Vale, and M. Khorram, "A methodology for energy key performance indicators analysis," *Energy Informatics*, vol. 4, no. 1, pp. 1–15, 2021. [Citado nas páginas vii, 15, 17, 18, 37, 38 e 39]

[14] M. Sepponen and I. Heimonen, "Business concepts for districts' energy hub systems with maximised share of renewable energy," *Energy and Buildings*, vol. 124, pp. 273–280, 2016. [Citado nas páginas ix, 13 e 14]

[15] A. Osterwalder, "The business model ontology a proposition in a design science approach," 2004. [Citado nas páginas ix, 2, 30 e 36]

[16] A. Osterwalder and Y. Pigneur, *Business model generation: a handbook for visionaries, game changers, and challengers*, vol. 1. John Wiley & Sons, 2010. [Citado nas páginas ix, 30 e 36]

[17] F. Lezama, J. Palominos, A. Y. Rodríguez-González, A. Farinelli, and E. M. de Cote, "Agent-based microgrid scheduling: An ict perspective," *Mobile Networks and Applications*, vol. 24, no. 5, pp. 1682–1698, 2019. [Citado nas páginas 2 e 15]

[18] X. Zhang, L. Che, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Electricity-natural gas operation planning with hourly demand response for deployment of flexible ramp," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1–9, 01 2016. [Citado nas páginas 2 e 19]

[19] R. P. G. et al, "Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável." Available at `:http://páginas.fe.up.pt/~ee04012/redes%20inteligentes.PDF`. [Citado nas páginas 5 e 7]

[20] E. Commission, "European smartgrids technology platform-vision and strategy for europe's electricity networks of the future." Available at `:ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf`, 2006. [Citado nas páginas 6 e 7]

[21] S. M. C. Conduto, "Rentabilidade e risco na comercialização agregada de energia elétrica," tech. rep., IPP-ISEP, 9 2013. [Citado na página 7]

[22] ENTSO-E, "The european electricity grid initiative (EEGI) - roadmap 2010 - 18 and detailed implementation plan 2010 - 12." Available at :http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/doc/grid_implementation_plan_final.pdf, 2010. [Citado na página 7]

[23] C. Europeia, "Análise das opções para ir além do objetivo de 20 % de redução das emissões de gases com efeito de estufa e avaliação do risco de fuga de carbono." Available at :http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0265:FIN:PT:PDF. [Citado na página 7]

[24] "European technology platform for the electricity." Available at :http://www.smartgrids.eu/ETPSmartGrids. [Citado na página 7]

[25] J. C. P. Franco, "Armazenamento e partilha de energia," Master's thesis, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 07 2017. [Citado na página 7]

[26] EDP, "Redes inteligentes." Available at :https://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/RedesInteligentes.aspx.. [Citado na página 7]

[27] M. J. R. Silva, "Smart grids em portugal." Available at :https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/1021422/1/Dissertacao%20Miguel%20Silva%20n.52224%20-%20SmartGrids%20Portugal%20v3.0.pdf, julho 2011. [Citado na página 7]

[28] E. Commission, "European smartgrids technology platform-vision and strategy for europe's electricity networks of the future." Available at :https://www.swe.siemens.com/Portugal/web_nwa/pt/PortalInternet/SalaImprensa/dialogo/Pages/Dialogo-64.aspx., 2006. [Citado na página 8]

[29] S. A. Aleem, S. M. S. Hussain, and T. S. Ustun, "A review of strategies to increase pv penetration level in smart grids," *Energies*, vol. 13, no. 3, 2020. [Citado na página 8]

[30] T. O. Olowu, A. Sundararajan, M. Moghaddami, and A. I. Sarwat, "Future challenges and mitigation methods for high photovoltaic penetration: A survey," *Energies*, vol. 11, no. 7, 2018. [Citado na página 8]

[31] B. Elsinga and W. G. van Sark, "Short-term peer-to-peer solar forecasting in a network of photovoltaic systems," *Applied Energy*, vol. 206, pp. 1464–1483, 2017. [Citado na página 8]

[32] C. Wan, J. Zhao, Y. Song, Z. Xu, J. Lin, and Z. Hu, "Photovoltaic and solar power forecasting for smart grid energy management," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 4, pp. 38–46, 2015. [Citado na página 8]

[33] K. Bódis, I. Kougias, A. Jäger-Waldau, N. Taylor, and S. Szabó, "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the european union," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 114, p. 109309, 2019. [Citado na página 8]

[34] C. Zhang, J. Wu, C. Long, and M. Cheng, "Review of existing peer-to-peer energy trading projects," *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 2563–2568, 2017. 8th International Conference on Applied Energy, ICAE2016, 8-11 October 2016, Beijing, China. [Citado nas páginas 9 e 10]

[35] R. Faia, J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, Z. Vale, and J. M. Corchado, "Optimal model for local energy community scheduling considering peer to peer electricity transactions," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 12420–12430, 2021. [Citado nas páginas 9 e 11]

[36] H. Huang, S. Nie, J. Lin, Y. Wang, and J. Dong, "Optimization of peer-to-peer power trading in a microgrid with distributed pv and battery energy storage systems," *Sustainability*, vol. 12, no. 3, 2020. [Citado na página 9]

[37] C. Giotitsas, A. Pazaitis, and V. Kostakis, "A peer-to-peer approach to energy production," *Technology in Society*, vol. 42, no. C, pp. 28–38, 2015. [Citado na página 9]

[38] G. Noro, "A gestão de stakeholders em gestão de projetos," *Revista de Gestão e Projetos*, vol. 3, pp. 127–158, 04 2012. [Citado na página 11]

[39] C. W. L. Hill and T. M. Jones, "Stakeholder-agency theory," *Journal of Management Studies*, vol. 29, no. 2, pp. 131–154, 1992. [Citado na página 11]

[40] M. B. E. Clarkson, "A stakeholder framework for analyzing and evaluating corporate social performance," *The Academy of Management Review*, vol. 20, no. 1, pp. 92–117, 1995. [Citado nas páginas 12 e 13]

[41] R. K. Mitchell, B. R. Agle, and D. J. Wood, "Toward a theory of stakeholder identification and salience: Defining the principle of who and what really counts," *The Academy of Management Review*, vol. 22, no. 4, pp. 853–886, 1997. [Citado na página 12]

[42] G. T. M. Hult, J. Mena, O. Ferrell, and L. Ferrell, "Stakeholder marketing: A definition and conceptual framework," *AMS Review*, vol. 1, pp. 44–65, 03 2011. [Citado na página 12]

[43] Y. Fassin, "The stakeholder model refined," *Journal of Business Ethics*, vol. 84, pp. 113–135, 03 2009. [Citado nas páginas 12 e 13]

[44] N. Tzokas and M. Saren, "Value transformation in relationship marketing," *Australasian Marketing Journal (AMJ)*, vol. 7, no. 1, pp. 52–62, 1999. [Citado na página 12]

[45] R. Deshpandé, J. U. Farley, and F. E. Webster, "Corporate culture, customer orientation, and innovativeness in japanese firms: A quadrad analysis," *Journal of Marketing*, vol. 57, no. 1, pp. 23–37, 1993. [Citado na página 12]

[46] D. E. Garrett, "The effectiveness of marketing policy boycotts: Environmental opposition to marketing," *Journal of Marketing*, vol. 51, no. 2, pp. 46–57, 1987. [Citado na página 12]

[47] P. H. Bloch, "Seeking the ideal form: Product design and consumer response," *Journal of Marketing*, vol. 59, pp. 16 – 29, 1995. [Citado na página 12]

[48] S. Gao and J. Zhang, "Stakeholder engagement, social auditing and corporate sustainability," *Business Process Management Journal*, vol. 12, 11 2006. [Citado na página 13]

[49] J. Tullberg, "Stakeholder theory: Some revisionist suggestions," *The Journal of Socio-Economics*, vol. 42, pp. 127–135, 2013. [Citado na página 13]

[50] J. Kaler, "Morality and strategy in stakeholder identification," *Journal of Business Ethics*, vol. 39, pp. 91–100, 08 2002. [Citado na página 13]

[51] A. Reinders, S. Übermasser, W. Van Sark, C. Gercek, W. Schram, U. Obinna, F. Lehfuss, B. Van Mierlo, C. Robledo, and A. Van Wijk, "An exploration of the three-layer model including stakeholders, markets and technologies for assessments of residential smart grids," *Applied Sciences*, vol. 8, no. 12, p. 2363, 2018. [Citado nas páginas 13 e 14]

[52] R. Zafar, A. Mahmood, S. Razzaq, W. Ali, U. Naeem, and K. Shehzad, "Prosumer based energy management and sharing in smart grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 1675–1684, 2018. [Citado na página 14]

[53] D. Dauer, "Market-based allocation of local flexibility in smart grids: A mechanism design approach," 2016. [Citado na página 14]

[54] N. R. S. Boeno, "Estudo e simulação de mercados locais de energia e flexibilidade," Master's thesis, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 7 2019. [Citado nas páginas 14 e 32]

[55] E. Personal, J. I. Guerrero, A. Garcia, M. Peña, and C. Leon, "Key performance indicators: A useful tool to assess smart grid goals," *Energy*, vol. 76, pp. 976–988, 2014. [Citado nas páginas 15 e 37]

[56] A. González-Gil, R. Palacin, and P. Batty, "Optimal energy management of urban rail systems: Key performance indicators," *Energy Conversion and Management*, vol. 90, pp. 282–291, 2015. [Citado na página 15]

[57] D. Hanak, A. Kolios, C. Biliyok, and V. Manovic, "Probabilistic performance assessment of a coal-fired power plant," *Applied Energy*, vol. 139, pp. 350–364, 2015. [Citado na página 15]

[58] J. Caldeira, *100 Indicadores da Gestão - Key Performance Indicators*. Actual, 2012. [Citado na página 16]

[59] "Management of strategic, tactical and operational goals [examples]." `https://www.siteware.co/en/performance-management/strategic-tactical-operational-goals-examples`. (Acedido em 08/07/2021). [Citado na página 17]

[60] B. Marr, *Key performance indicators: The 75 measures every manager needs to know*. Pearson Education Limited, 2012. [Citado na página 17]

[61] R. Simmons, "Gemba kaizen: A commonsense approach to a continuous improvement strategy, 2nd ed.," *Quality Management Journal*, vol. 25, no. 1, pp. 65–66, 2018. [Citado na página 18]

[62] P. Siano, "Demand response and smart grids—a survey," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461–478, 2014. [Citado na página 19]

[63] "The 2030 climate and energy framework - consilium." `https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/2030-climate-and-energy-framework/`. (Accessed on 09/22/2021). [Citado na página 19]

[64] J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, and H. Morais, "Survey on complex optimization and simulation for the new power systems paradigm," *Complexity*, vol. 2018, 2018. [Citado na página 19]

[65] "Renewable energy's impact on power systems | t&d world." `https://www.tdworld.com/renewables/article/20973433/renewable-energys-impact-on-power-systems`. (Accessed on 08/26/2021). [Citado na página 20]

[66] J. Cochran, M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, D. Arent, B. Palmintier, M. OMalley, U. C. Dublin, S. Mueller, I. E. Agency, E. Lannoye, A. Tuohy, B. Kujala, N. Power, C. Council, M. Sommer, H. Holttinen, J. Kiviluoma, V. T. R. C. of Finland, S. Soonee, and P. S. O. Corporation, "Flexibility in 21st century power systems," tech. rep., 5 2014. [Citado na página 20]

[67] R. Walton, "Caiso to develop regional day-ahead market for renewables after participant push," *Utility Dive*, 9 2019. [Citado na página 20]

[68] P. Asmus, "Exploring new models of solar energy development," *The Electricity Journal*, vol. 21, no. 3, pp. 61–70, 2008. [Citado na página 20]

[69] "Tomasfigueira51050.pdf." `https://run.unl.pt/bitstream/10362/93823/1/TomasFigueira51050.pdf`. (Accessed on 09/03/2021). [Citado na página 20]

[70] "artigo-de-opiniao–evolucao-energia-solar-em-portugal-4283.pdf." `https://www.apren.pt/contents/communicationpressrelease/artigo-de-opiniao--evolucao-energia-solar-em-portugal-4283.pdf`. (Accessed on 09/03/2021). [Citado na página 21]

[71] "Expresso | no espaço de cinco anos, portugal duplicou a produção de energia solar." `https://expresso.pt/economia/2020-02-03-No-espaco-de-cinco-anos-Portugal-duplicou-a-producao-de-energia-solar`. (Accessed on 09/03/2021). [Citado nas páginas 21 e 22]

[72] A. S. da Silva, "Análise e simulação de mercados locais de energia elétrica," tech. rep., IPP-ISEP, 2 2019. [Citado nas páginas 23 e 27]

[73] ERSE, "Cadeia de valor." Available at `https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/cadeia-de-valor/`. [Citado nas páginas 23 e 24]

[74] W. Kamrat, "Modeling the structure of local energy markets," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 14, no. 2, pp. 30–35, 2001. [Citado na página 25]

[75] Y. Liu, L. Wu, and J. Li, "Peer-to-peer (p2p) electricity trading in distribution systems of the future," *The Electricity Journal*, vol. 32, pp. 2–6, 2019. [Citado na página 25]

[76] M. Sandoval and S. Grijalva, "Future grid business model innovation: Distributed energy resources services platform for renewable energy integration," *2015 Asia-Pacific Conference on Computer Aided System Engineering*, pp. 72–77, 2015. [Citado na página 26]

[77] M. Ampatzis, P. H. Nguyen, and W. Kling, "Local electricity market design for the coordination of distributed energy resources at district level," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, pp. 1–6, 2014. [Citado na página 27]

[78] A. Guimarães, F. Lezama, G. Mendes, G. Faria, G. Mendes, J. Landeck, L. Gomes, O. Kilkki, P. Faria, R. Faia, S. Annala, S. Honkapuro, and Z. Vale, "Dominoes – deliverable: D5.1 formulation of alternative local market place enabled business models," 2020. [Citado nas páginas 29 e 56]

[79] X.-P. Zhang, *Restructured electric power systems: analysis of electricity markets with equilibrium models*, vol. 71. John Wiley & Sons, 2010. [Citado na página 29]

[80] J. Tomé Saraiva, J. Silva, and T. Ponce De Leão, *Mercados de electricidade : regulação e tarifação de uso das redes*, vol. 6. Porto: FEUP edições, 2002. [Citado nas páginas 31, 33 e 34]

[81] J. C. Huijben and G. P. Verbong, "Breakthrough without subsidies? pv business model experiments in the netherlands," *Energy Policy*, vol. 56, pp. 362–370, 2013. [Citado na página 35]

[82] L. Strupeit and A. Palm, "Overcoming barriers to renewable energy diffusion: business models for customer-sited solar photovoltaics in japan, germany and the united states," *Journal of Cleaner Production*, vol. 123, pp. 124–136, 2016. Advancing Sustainable Solutions: An Interdisciplinary and Collaborative Research Agenda. [Citado na página 35]

[83] T. Meier, "Innovative business models and financing mechanisms for pv deployment in emerging regions," in *International Energy Agency PV Power Systems Task*, vol. 9, 2014. [Citado na página 35]

[84] Zaask, "Quanto custa um serviço de instalação de painéis solares na zaask." Available at `https://www.zaask.pt/quanto-custa/instalacao-de-paineis-solares`. (Último acesso em 25/09/2021). [Citado na página 53]

Anexo A

Dados do Excel

A.1 Exemplos de dados com as diferentes tarifas

Period	Price from grid 1	Price to grid 1
1	0,1012	0,0506
2	0,1012	0,0506
3	0,1012	0,0506
4	0,1012	0,0506
5	0,1012	0,0506
6	0,1012	0,0506
7	0,1012	0,0506
8	0,1882	0,0941
9	0,1882	0,0941
10	0,1882	0,0941
11	0,1882	0,0941
12	0,1882	0,0941
13	0,1882	0,0941
14	0,1882	0,0941
15	0,1882	0,0941
16	0,1882	0,0941
17	0,1882	0,0941
18	0,1882	0,0941
19	0,1882	0,0941
20	0,1882	0,0941
21	0,1882	0,0941
22	0,1882	0,0941
23	0,1882	0,0941
24	0,1882	0,0941
25	0,1012	0,0506

Figura A.1: Tarifa bi-horária da rede ao longo das primeiras 25 horas, do mês 1 do agente 1

Price from agg 3	Price to agg 3
0,086944	0,046816
0,080262	0,043218
0,080613	0,043407
0,08736	0,04704
0,093184	0,050176
0,082875	0,044625
0,077467	0,041713
0,077467	0,041713
0,070317	0,037863
0,07618	0,04102
0,079092	0,042588
0,087334	0,047026
0,074724	0,040236
0,078	0,042
0,078	0,042
0,091208	0,049112
0,087568	0,047152
0,08853	0,04767
0,091208	0,049112
0,086697	0,046683
0,072202	0,038878
0,083109	0,044751
0,067041	0,036099
0,066183	0,035637
0,068107	0,036673

Figura A.2: Tarifa do agregador ao longo das primeiras 25 horas, do mês 1 do agente 3