



Sistema de apoio à criação e gestão de tarifários com base na caracterização de perfil de consumo

Armando Miguel Nicolau Moreno

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Coorientador: Engenheiro Fábio Joel Gouveia Pereira

Coorientadora: Engenheira Marina Vianna Pereira

23 de julho de 2021

Resumo

As empresas comercializadoras do setor elétrico adquirem a eletricidade no mercado grossista, aos produtores, e vendem-na no mercado retalhista, aos seus clientes. No mercado grossista, no-meadamente no mercado diário, as empresas são alvo de uma constante incerteza face aos preços *spot* a que terão de se sujeitar pela compra da energia. No mercado retalhista, são confrontadas com duas dificuldades: o elevado nível de concorrência que atualmente existe e a incerteza dos consumos futuros dos seus clientes. Como tal, as comercializadoras necessitam de sistemas de apoio à criação e gestão de tarifários que, tendo por base perfis de consumo, permitam a obtenção de lucros satisfatórios e a captação de novos clientes, bem como a manutenção daqueles que já pertencem às suas carteiras.

O presente trabalho tem por objetivo a criação de um conjunto de indicadores que servirão de ajuda à definição e gestão dos tarifários de eletricidade a serem aplicados por uma empresa comercializadora. Estes indicadores têm como *inputs*: a caracterização dos consumidores, na qual se incluem os seus perfis de consumo; os valores dos preços *spot*, que terão de ser previstos; e as tarifas de venda aplicadas pela comercializadora e pela concorrência em cada período horário. Com os valores apresentados pelos indicadores, a empresa pode então avaliar a viabilidade dos seus tarifários e, em caso de insatisfação, alterar os valores das tarifas para que a informação disponibilizada pelos indicadores seja satisfatória.

No primeiro passo, faz-se uma definição das características dos consumidores, nas quais se incluem as suas características de consumo. Estas características dizem respeito: por um lado, aos consumos presentes nas suas faturas; por outro, à previsão (perfil) dos consumos anuais que é obtida com recurso à ferramenta da empresa. As características de consumo são utilizados para modelizar alguns dos indicadores. No segundo passo, apresenta-se a estrutura dos custos impostos à empresa pela sua atividade de comercialização de energia. Dentro destes custos, inclui-se o Custo de Aquisição de Energia no mercado *spot*, para o qual é feita uma previsão para o ano 2021, tendo como entradas os preços diários entre 2014 e 2020. No terceiro passo, é descrita a estruturação das receitas da comercializadora, nas quais se incluem os tarifários de venda aplicados por esta. Assim, com as características dos consumidores, os custos incorridos pela empresa e as receitas desta, são modelizados os indicadores. Foram então desenvolvidos 11 indicadores diferentes mas relacionados entre si e que, de forma resumida, dão indicação: do lucro e possibilidade de aumento do lucro, da probabilidade de perda de clientes e da possibilidade de obtenção de vantagem negocial da comercializadora face ao cliente ou grupo de clientes.

A validação é feita para as tarifas da comercializadora Energia Simples com aplicação em clientes não-domésticos com níveis de tensão BTE e MT. Os resultados demonstraram que os indicadores são capazes de fornecer valores sugestivos à alteração das tarifas atualmente aplicadas pela comercializadora para os clientes analisados, deixando, no entanto, a decisão final a ser feita por parte da empresa.

Palavras-chave: tarifas da eletricidade, preços *spot*, perfis de consumo

Abstract

Retail companies in the electricity sector purchase electricity on the wholesale market, to the producers, and sell it on the retail market, to their customers. In the wholesale market, namely in the daily market, companies are subject to constant uncertainty regarding spot prices to which they will have to comply with the purchase of energy. In the retail market, they are confronted with two difficulties: the high level of competition that currently exists and the uncertainty of future consumption of their customers. As such, electricity retailers need systems of support for the creation and management of tariffs that, based on consumption profiles, allow them to obtain satisfactory profits and capture new customers, as well as maintain those who already belong to their wallets.

This work aims to create a set of indicators that will serve to help define and manage electricity tariffs to be applied by a retail electricity company. These indicators have as inputs: the characterization of consumers, in which are included their consumption profiles; the spot price values, which will have to be forecasted; and the sales tariffs applied by the company and the competition in each hourly period. With the values presented by the indicators, the company can then assess the viability of their tariffs and, in case of dissatisfaction, change the tariff values so that the information provided by the indicators is satisfactory.

In the first step, a definition of the characteristics of consumers is made, in which are included their consumption characteristics. These features concern: on the one hand, the consumptions present in their electricity bills; on the other hand, the forecast (profile) of the annual consumptions that are obtained using the company's tool. The consumption characteristics are used to model some of the indicators. In the second step, the cost structure imposed on the company by its energy retailing activity is presented. These costs include the Cost of Energy Acquisition on the spot market, for which a forecast for the year 2021 is made, having as inputs the daily prices between 2014 and 2020. In the third step, it is described the structuring of the sales company's revenues, which includes the sales tariffs applied by it. Thus, with the characteristics of consumers, the costs incurred by the company and its revenues, the indicators are modelled. 11 different but related to each other indicators were then developed and which, briefly, indicate: the profit and the possibility of increasing the profit, the probability of losing customers and the possibility for the retailer to obtain business advantage over the customer or group of customers.

The validation is made for the tariffs of Energia Simples (retailer) with application in non-domestic customers with BTE and MT voltage levels. The results showed that the indicators are able to provide suggestive values for changing the currently applied tariffs by the retailer to the analyzed customers, leaving, however, the final decision to be made by the company.

Keywords: electricity tariffs, spot prices, consumption profiles

Agradecimentos

Quero agradecer a todas as pessoas que estiveram comigo durante o meu percurso académico.

Aos meus pais, que durante todos estes anos sempre insistiram e tornaram prioritária a minha educação.

À minha família, que sempre me apoiou e motivou em todos os momentos.

Aos meus amigos, da escola e da faculdade, que tornaram esta viagem bem mais divertida.

Ao meu orientador, o Professor Cláudio Monteiro, que ao longo destes meses me acompanhou e tornou possível a realização deste trabalho.

Aos meus coorientadores, o Engenheiro Fábio Pereira e a Engenheira Marina Vianna, que disponibilizaram o seu tempo para me orientarem na execução deste trabalho.

A todos vós, um grande obrigado!

Armando Miguel Nicolau Moreno

*“It is easy in the world to live after the world’s opinion; it is easy in solitude to live after our own;
but the great man is he who in the midst of the crowd keeps with perfect sweetness the
independence of solitude”*

Ralph Waldo Emerson

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e Motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura da Dissertação	2
1.4	Desenvolvimento do Trabalho em Ambiente Empresarial	3
2	Revisão Bibliográfica	4
2.1	O Comercializador e os Mercados	4
2.1.1	Mercado Grossista	4
2.1.2	Mercado Retalhista	8
2.2	O Sistema Tarifário	14
2.2.1	Caracterização das Tarifas Reguladas	14
2.2.2	Mercado Liberalizado e Mercado Regulado	18
2.2.3	Períodos Tarifários	19
2.3	A Fatura de Eletricidade	23
2.3.1	A Fatura	23
2.3.2	Sistema de Medição	27
2.3.3	Medição das Grandezas	28
2.4	Modelos Tarifários	29
2.5	Perfis de Consumo	32
2.6	Resumo da Revisão Bibliográfica	35
3	Metodologia de Criação e Gestão de Tarifários	37
3.1	Caracterização dos Consumidores	38
3.2	Estruturação dos Custos de Comercialização	40
3.3	Previsão dos Preços <i>Spot</i>	42
3.4	Estruturação das Receitas de Comercialização	45
3.5	Modelização dos Indicadores	46
4	Aplicação da Metodologia	56
4.1	Caracterização dos Desvios de Consumo	56
4.2	Caracterização do Lucro de Venda de Energia	59
4.3	Resultados para a Energia Simples	62
4.3.1	Resultados Gerais para BTE Diário	63
4.3.2	Resultados para um cliente	66
4.3.3	Resultados para um <i>cluster</i>	69
4.3.4	Resultados para todos os clientes com nível de tensão e ciclo horário iguais	75
4.3.5	Análise dos Resultados	77

5	Conclusões	79
5.1	Conclusões	79
A	Lucro Médio e Tarifa de Venda	85
A.1	BTE Diário	85
A.2	BTE Semanal	87
A.3	MT Semanal	89
A.4	MT Semanal Opcional	91
B	Lucro Médio e Margem de Venda	93
B.1	BTE Diário	93
B.2	BTE Semanal	95
B.3	MT Semanal	97
B.4	MT Semanal Opcional	99
C	Vantagem Negocial para a Comercializadora	101
D	Classificação de Atividade Económica	111
E	Resultados para BTE Semanal, MT Semanal e MT Semanal Opcional	112
E.1	BTE Semanal	112
E.2	MT Semanal	113
E.3	MT Semanal Opcional	113
	Referências	114

Lista de Figuras

2.1	Mercado Diário, OMIE	5
2.2	Volatilidade do preço <i>spot</i> , 2015 a 2020	6
2.3	Calendário de liberalização do mercado de eletricidade e a evolução do seu peso relativo	9
2.4	Repartição do número de clientes e do consumo entre MR e ML, 2010 a 2019 . .	9
2.5	Evolução do número de comercializadores ativos e de entradas e saídas de comercializadores do ML, 2011 a 2019	10
2.6	Mercado Liberalizado por número de clientes e consumo, para diferentes tipos de consumidores	11
2.7	Quotas de mercado no ML por segmento e consumo	12
2.8	Quotas de mercado no ML elétrico por consumo em 2019	13
2.9	Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2010 a 2019 (HHI)	13
2.10	Atividades e Tarifas Reguladas	14
2.11	Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado . . .	18
2.12	Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado	18
2.13	Resumo das diferenças na fatura de eletricidade entre o ML e o MR	19
2.14	Ciclo Semanal, para todos os clientes, na hora legal de verão	21
2.15	Ciclo Semanal, para todos os clientes, na hora legal de inverno	21
2.16	Ciclo Semanal Opcional, para MAT, AT e MT, na hora legal de verão	22
2.17	Ciclo Semanal Opcional, para MAT, AT e MT, na hora legal de inverno	22
2.18	Ciclo Diário, para BTE e BTN, na hora legal de verão	22
2.19	Ciclo Diário, para BTE e BTN, na hora legal de inverno	23
2.20	Tarifas e Proveitos do Comercializadores	25
2.21	Estrutura Geral das Tarifas por Atividade	25
2.22	Tarifas de eletricidade em vigor na Europa, no ano 2015	30
2.23	Técnicas de <i>clustering</i>	33
3.1	Metodologia de Criação e Gestão de Tarifários	38
3.2	Previsão de preços <i>spot</i> futuros	43
3.3	Lucro Final (€) e PPC para o <i>cluster</i> [CAE:47540, BTE Diário]	48
3.4	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, ponta	49
3.5	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, ponta	51
4.1	Percentagens dos preços e dos desvios face ao preço <i>spot</i> e ao consumo, respetivamente	58

4.2	Evolução dos Preços <i>spot</i> em função do Quantil	61
A.1	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, cheias	85
A.2	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, vazio normal	86
A.3	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, super vazio	86
A.4	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, ponta	87
A.5	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, cheias	87
A.6	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, vazio normal	88
A.7	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, super vazio	88
A.8	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, ponta	89
A.9	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, cheias	89
A.10	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, vazio normal	90
A.11	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, super vazio	90
A.12	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, ponta	91
A.13	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, cheias	91
A.14	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, vazio normal	92
A.15	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, super vazio	92
B.1	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, cheias	93
B.2	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, vazio normal	94
B.3	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, super vazio	94
B.4	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, ponta	95
B.5	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, cheias	95
B.6	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, vazio normal	96
B.7	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, super vazio	96
B.8	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, ponta	97

B.9	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, cheias	97
B.10	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, vazio normal	98
B.11	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, super vazio	98
B.12	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, ponta	99
B.13	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, cheias	99
B.14	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, vazio normal	100
B.15	Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, super vazio	100

Lista de Tabelas

2.1	Estrutura de Mercado e Resultados Esperados	12
2.2	Referências da Revisão Bibliográfica	36
3.1	Consumos Anuais (kWh) para o <i>cluster</i> [CAE:47540, BTE Diário]	48
3.2	Possibilidade de Vantagem para a comercializadora	54
4.1	Consumos e Médias dos Preços <i>Spot</i> , Preços de Desvios e Módulos dos Desvios .	57
4.2	Tarifas da Energia Simples para BTE Diário	63
4.3	Tarifas aplicadas pela concorrência para BTE Diário	63
4.4	Percentagem de Tarifas Melhores	64
4.5	Lucro Médio por período horário	64
4.6	%Lucro por período horário	64
4.7	Tarifa Inicial para cada período horário	65
4.8	Margens de Venda	65
4.9	Possibilidade de Aumento da Margem de Venda	66
4.10	$Declive_{Lucro/Margem,i}$ para BTE Diário	66
4.11	$PALM_i(€/kWh) para BTE Diário$	66
4.12	Consumo (kWh) e Datas da Fatura do Cliente 1	67
4.13	Consumo Mensal (kWh) do Cliente 1	67
4.14	Previsão do Consumo Anual (kWh) para o Cliente 1	68
4.15	%ConsumoFatura, %Previsto e %Diferença para o Cliente 1	68
4.16	Possibilidade de Aumento de Lucro com o Cliente 1	69
4.17	Consumos nas Faturas dos clientes $\in [47540, BTE, Diário]$	70
4.18	Consumo Mensal (kWh)	70
4.19	Previsão Anual (kWh) dos Consumos dos clientes $\in [47540, BTE, Diário]$	71
4.20	%Previsto para o <i>cluster</i> [47540, BTE, Diário]	71
4.21	Peso dos Clientes	71
4.22	%ConsumoFatura para os clientes $\in [47540, BTE, Diário]$	72
4.23	%ConsumoFatura para o <i>cluster</i> [47540, BTE, Diário]	72
4.24	Valores da %Diferença em cada Período Horário	72
4.25	Probabilidade de Perda dos Clientes	73
4.26	Possibilidade de Aumento de Lucro Final em cada período horário	74
4.27	Resultados para os <i>clusters</i> BTE Diário	76
4.28	$PALF_{i,Total} (€)$ para BTE Diário	76
4.29	Novos valores de Percentagens de Tarifas Melhores	77
4.30	%Previsto para o <i>cluster</i> [56101, BTE, Diário]	78
D.1	Classificação de Atividade Económica	111

E.1	Resultados Gerais para BTE Semanal	112
E.2	Resultados para todos os clientes BTE Semanal	112
E.3	Resultados Gerais para MT Semanal	113
E.4	Resultados para todos os clientes MT Semanal	113
E.5	Resultados Gerais para MT Semanal Opcional	113
E.6	Resultados para todos os clientes MT Semanal Opcional	113

Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAE	Classificação de Atividade Económica
CET	<i>Central European Time</i>
CIEG	Custos de Interesses Económicos Gerais
CUR	Comercializador de Último Recurso
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
DR	<i>Demand Response</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
IEC	Imposto Especial de Consumo
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
MAT	Muito Alta Tensão
ML	Mercado Liberalizado
MR	Mercado Regulado
MT	Média Tensão
OLMC	Operador Logístico de Mudança de Comercializador
OMIclear	Câmara de compensação do OMIP
OMIE	Operador do Mercado Ibérico, polo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico, polo Português
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PALF	Possibilidade de Aumento de Lucro Final
PALM	Possibilidade de Aumento de Lucro Médio
PAMV	Possibilidade de Aumento da Margem de Venda
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PPC	Probabilidade de Perda de Clientes
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
TAR	Tarifa de Acesso às Redes
ToU	<i>Time-of-Use</i>
TUGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
TURD	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
TURT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
UGS	Uso Global do Sistema

Capítulo 1

Introdução

Apresenta-se neste capítulo a contextualização desta dissertação, assim como a motivação para a criação de uma ferramenta de apoio à criação e gestão de tarifários. Para além disso, apresentam-se também os objetivos a serem atingidos e a estrutura do documento.

1.1 Contextualização e Motivação

Os comercializadores adquirem eletricidade aos produtores no mercado grossista e vendem-na aos clientes no mercado retalhista, pagando as tarifas reguladas de acesso às redes aos respetivos operadores.

No mercado grossista, o comercializador pode adquirir a energia de diversas formas: no mercado *spot* diário e intradiário; recorrendo a produtos derivados; ou através de contratos bilaterais. No mercado *spot*, o comercializador compra energia para o dia seguinte (mercado diário) ou no próprio dia (mercado intradiário, para fazer ajustes), e a quantidade de energia adquirida é proposta por este mas o preço é definido pelo preço de encontro do mercado. Quando recorre aos produtos derivados, como os futuros, o comercializador consegue garantir a sua energia para uma determinada data futura, podendo assim fazer a cobertura do risco de aquisição de energia. Através dos contratos bilaterais, o comercializador compra a energia diretamente a um determinado produtor renovável, com um preço acordado entre ambas as partes mas sem saber à partida a quantidade de energia que lhe será fornecida por esse mesmo produtor.

No mercado retalhista, o comercializador vende a sua energia aos clientes finais, conforme a definição de tarifas previamente acordadas entre as duas partes, definição essa que se apresenta sob a forma de contratos e que normalmente é revista anualmente. Uma das componentes destas tarifas é a Tarifa de Acesso às Redes (TAR), definida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que os comercializadores devem pagar aos respetivos operadores das redes.

Assim, por forma a obter o maior lucro possível, os comercializadores devem atender a ambos os mercados – grossista e retalhista – visto que o lucro final é a diferença entre os preços a que compram e a que vendem a energia. No mercado grossista, devem gerir o seu portfólio de aquisição energética atendendo à volatilidade dos preços do mercado, recorrendo para isso a técnicas

de previsão. No mercado retalhista, os comercializadores deverão conhecer ou antecipar perfis de consumo dos seus clientes, as suas dinâmicas e as incertezas associadas.

Devido à entrada de cada vez mais fontes de geração renovável em rede e ao encerramento de centrais térmicas, bem como ao aumento do consumo ao longo do tempo, os preços são cada vez mais voláteis. Para além disso, visto que desde 4 de setembro de 2006 que todos os consumidores em Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica, a competição do lado da oferta no mercado retalhista tem aumentado cada vez mais, diminuindo as margens de lucro dos comercializadores. O aumento de número de consumidores que apresentam autoconsumo é também um fator que torna mais complexo o problema da comercialização de energia elétrica. Apesar disso, a informação disponível sobre o comportamento dos consumidores é cada vez maior, bem como a inteligência computacional associada a previsões de comportamentos de consumo.

Assim, o comercializador necessita de ferramentas que apoiem à definição dos tarifários que proporcionam mais lucro mas também que sejam mais competitivos.

1.2 Objetivos

Nesta dissertação, propõe-se desenvolver uma ferramenta capaz de ajudar na decisão à criação e gestão de tarifários de novos clientes, tendo por base os seus perfis e/ou previsões de consumo e os seus históricos de faturação.

Pretendem-se atingir os seguintes objetivos:

- Fazer a caracterização estatística dos perfis dos preços *spot* diária, semanal e mensalmente, bem como a caracterização estatística dos desvios de consumo;
- Estudar e confirmar quais os melhores indicadores a serem utilizados pelo comercializador para a decisão da negociação dos tarifários;
- Validar os indicadores criados através do teste das tarifas aplicadas pela comercializadora em consumos reais e previstos.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação apresenta-se organizada em cinco capítulos.

No presente capítulo 1, faz-se uma introdução ao tema, apresentando a contextualização em que se insere, bem como a motivação para o desenvolvimento da dissertação. Apresentam-se também os objetivos a serem cumpridos, a empresa onde é feito o desenvolvimento da dissertação e a estrutura do presente documento.

No capítulo 2, faz-se a revisão bibliográfica das matérias mais interessantes para o desenvolvimento deste projeto, na qual se apresentam os mercados grossista e retalhista, o sistema tarifário nacional, a fatura da eletricidade, os sistemas de medição e os estudos, que servirão como base para o desenvolvimento deste trabalho, sobre modelos tarifários e perfis de consumo.

No capítulo 3, apresenta-se a modelização e o desenvolvimento do sistema de apoio à decisão para a criação e gestão das tarifas elétricas.

No capítulo 4, apresenta-se a implementação e os resultados obtidos com os indicadores através da utilização de dados de consumo e suas previsões.

Por último, no capítulo 5 apresentam-se as conclusões que foram sendo retiradas ao longo do desenvolvimento da dissertação.

1.4 Desenvolvimento do Trabalho em Ambiente Empresarial

O presente trabalho foi desenvolvido na Energia Simples em parceria com a FEUP.

A Energia Simples, que é a marca da empresa PH Energia, Lda, é uma empresa comercializadora de energia elétrica no mercado liberalizado. A empresa foi criada em novembro de 2014 e tem sede no Porto. Para além da comercialização, a Energia Simples fornece ainda soluções de autoconsumo que produzem energia 100% renovável. [1]

Ao longo do desenvolvimento do trabalho foram feitas reuniões semanais com os respetivos orientadores da FEUP e da Energia Simples, por forma a apresentar e discutir a dissertação até aí desenvolvida, bem como planear o trabalho futuro.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

O presente capítulo apresenta uma revisão bibliográfica dos conteúdos que se consideram fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação. Começa-se por caracterizar os mercados grossista e retalhista da eletricidade, expondo-se seguidamente o sistema tarifário português. Apresenta-se ainda a descrição da fatura da eletricidade, os sistemas de medição utilizados e, por último, os estudos referentes a modelos tarifários e perfis de consumo.

2.1 O Comercializador e os Mercados

Os comercializadores de eletricidade têm um papel ativo quer no mercado grossista quer no mercado retalhista. No primeiro, devem fazer a melhor gestão possível dos seus portfólios de compra de eletricidade, perante as diversas modalidades que lhes são apresentadas. No segundo, competem com outros comercializadores e devem criar tarifários competitivos para os diferentes tipos de consumidores com que se comprometem fornecer a energia.

2.1.1 Mercado Grossista

As transições de energia elétrica no mercado grossista do MIBEL podem ser negociadas nos seguintes mercados:

- Mercados de contratação à vista (*spot*): onde se fazem as propostas de compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte (mercado diário) e para o próprio dia, por forma a realizar os ajustes necessários (mercado intradiário);
- Mercados de contratação a prazo: onde se transacionam produtos derivados de energia elétrica, como os futuros, os forwards e os *swaps*.
- Mercado de contratação bilateral: onde é feita a negociação individual e diretamente com os produtores de eletricidade;

- Mercado de serviços de sistema: funciona em tempo real e é utilizado para manter a segurança e estabilidade da rede. Não é afeto aos comercializadores e por isso não será aqui abordado.

2.1.1.1 Mercado Diário

O mercado diário realiza-se todos os dias do ano às 12:00 CET (*Central European Time*) e os agentes participantes fazem as suas propostas de compra (comercializadores ou consumidores que negoceiem diretamente) e venda (produtores) de energia elétrica para cada uma das vinte e quatro horas do dia seguinte. O OMIE é o responsável por fazer a cassação dessas propostas. Para isso, as propostas de venda de energia são organizadas por ordem crescente do preço por unidade de energia (€/MWh), sendo esta a curva de oferta, ao passo que as propostas de aquisição de energia são ordenadas por ordem decrescente de preço (€/MWh), formando-se assim a curva de procura. Para um dia de negociação há então vinte e quatro curvas de oferta e vinte e quatro curvas de procura que se irão formar. O preço de equilíbrio de mercado (preço de encontro) e a quantidade de energia para cada hora são obtidos através da interseção de ambas as curvas dessa hora, sendo este o preço mínimo encontrado para que a oferta satisfaça a procura. A figura 2.1 exemplifica como é formado este preço. [2]

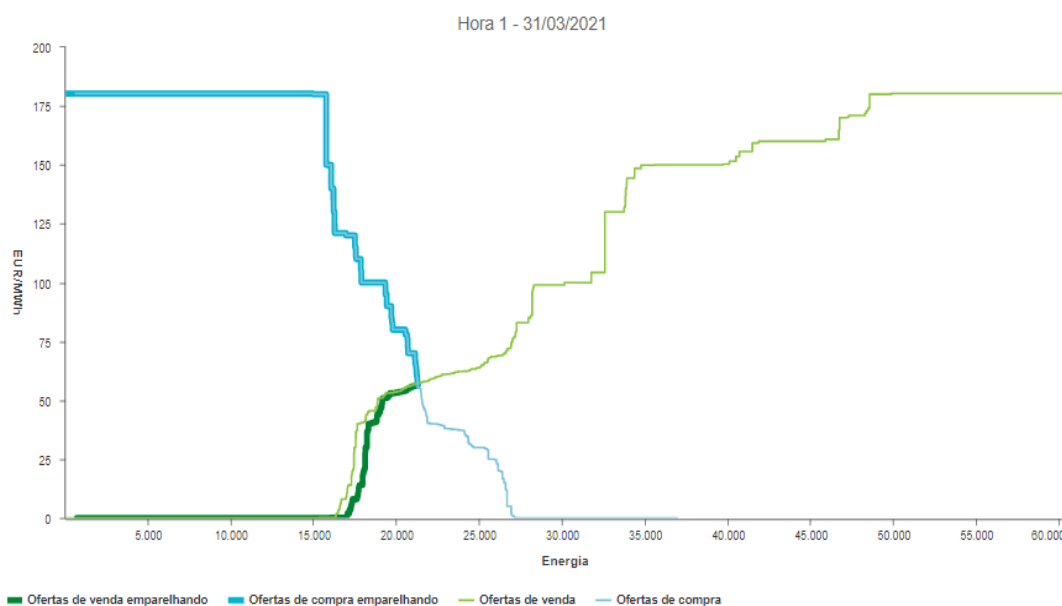


Figura 2.1: Mercado Diário, OMIE

Idealmente, o preço da energia no mercado diário em Portugal e em Espanha é o mesmo. No entanto, quando ocorre o congestionamento das interligações entre os dois países, dá-se a separação dos mercados [3], o que leva a que o país que se encontra a receber energia veja o seu preço mais elevado relativamente ao preço do país vizinho, uma vez que os geradores terão de passar a um ponto de operação com custo marginal superior.

Assim que o Operador de Mercado obtenha os resultados do emparelhamento, isto é, os preços e quantidades de energia que irão ser transacionadas em cada hora do dia seguinte, estes são enviados ao Operador do Sistema, que tem a responsabilidade de fazer a verificação técnica das restrições da rede de transporte e comunicar a viabilidade dos resultados que lhes foram transmitidos, declarando se estes necessitam ou não de alterações por não cumprirem todas as restrições. [4]

2.1.1.2 Volatilidade do mercado Diário

A volatilidade dos preços do mercado diário é um dos aspetos mais importantes que o comercializador deverá ter em conta aquando da construção do seu portfólio de aquisição energética, nomeadamente no que diz respeito às necessidades de cobertura de risco deste preço. [3]

Fatores como a meteorologia, os preços dos combustíveis e os preços das licenças de emissão de CO₂ são aspetos que influenciam diretamente os custos de produção e, por consequência, os preços no mercado diário. Assim, por forma a conseguir fazer uma boa previsão dos preços no mercado diário, o comercializador deverá estar atento e informar-se sobre o estado e a evolução destes parâmetros. A figura 2.2 apresenta a volatilidade dos preços *spot* de 2015 a 2020, em Portugal e em Espanha, sendo esta calculada através do rácio entre o desvio padrão do preço *spot* e a respetiva média anual. [3]

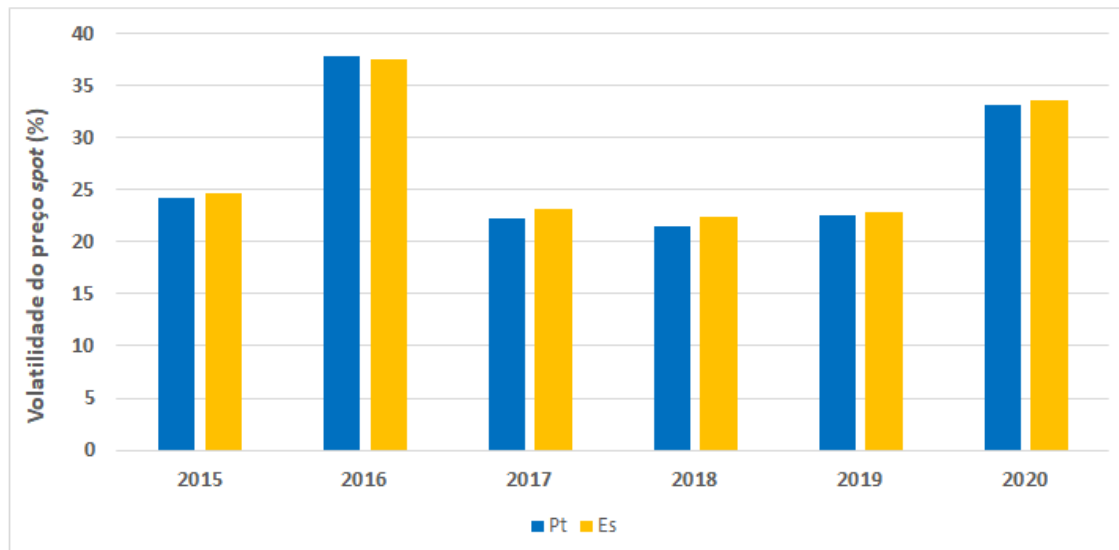


Figura 2.2: Volatilidade do preço *spot*, 2015 a 2020

2.1.1.3 Mercado Intradiário

O mercado intradiário tem por objetivo permitir aos agentes participantes fazerem os ajustes necessários depois de encerrado o mercado diário, conferindo-lhes assim uma flexibilização nas suas operações de negociação e uma otimização dos seus portfólios energéticos. Atualmente, este

mercado estrutura-se em seis sessões de leilões no âmbito do MIBEL e num mercado contínuo transfronteiriço europeu.

Há seis sessões de leilões intradiários por dia, com diferentes horizontes temporais entre si. Estes leilões (do MIBEL) constituem um dos mercados intradiários mais líquidos da União Europeia e permitem que todos os agentes ajustem, em igualdade de condições, a sua posição negocial energética dentro do mesmo dia da entrega física. É costume verificarem-se preços similares aos do mercado diário nesta forma de negociação, e os agentes podem fazer os seus ajustes até quatro horas antes da transação energética. Os horários de negociação e respetivos horizontes temporais a estes afetos são estabelecidos nas Regras de Funcionamento do Mercado.[5]

O mercado intradiário contínuo é de âmbito europeu e tem por base um sistema informático comum aos países participantes, que contém a informação sobre os mercados intradiários locais bem como as capacidades de interligação entre as diferentes áreas de preço. Com início a 13 de junho de 2018, este mercado tem por objetivo proporcionar a negociação intradiária em contínuo de eletricidade em diversos países europeus, incluindo Portugal e Espanha.[3] Tal como o mercado de leilões, também o mercado contínuo permite que os agentes façam uma melhor gestão dos seus desequilíbrios de energia. No entanto, apresenta duas diferenças cruciais [5]:

- Confere maior liquidez, uma vez que permite a negociação com mercados de outras áreas da Europa, sempre que houver capacidade de interligação e esta não estiver congestionada;
- Pode-se realizar o ajuste até uma hora antes do momento de entrega de energia.

Tal como no mercado diário, em ambas as modalidades do mercado intradiário o Operador de Mercado deverá enviar ao Operador do Sistema os resultados obtidos dos emparelhamentos das propostas que recebeu, e este deverá verificar o cumprimento das restrições técnicas. [5]

2.1.1.4 Mercado a Prazo

O mercado a prazo é gerido pelo Operador de Mercado do polo português, o OMIP. O principal objetivo deste mercado é permitir aos agentes que participam na venda e compra de energia elétrica fazerem a gestão de risco através da negociação de produtos derivados, que se constituem como contratos de compra e venda de energia para um determinado período no futuro (semana, mês, trimestre e ano). Assim, para estabelecimento dos contratos, o OMIP disponibiliza aos agentes os seguintes produtos [6]:

- Contratos Futuro – É um contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que existe um compromisso entre o comprador e o vendedor. O comprador compromete-se a adquirir energia elétrica no período de entrega e o vendedor compromete-se a colocar essa mesma energia elétrica, a um determinado preço no momento da transação. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação (*OMIClear*) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;

- Contratos Forward – Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. Estes contratos são negociados em mercado e registrados pelo *OMIClear* unicamente para efeitos de compensação das operações bilaterais;
- Contratos SWAP – É um contrato padronizado de cariz exclusivamente financeiro, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

2.1.1.5 Contratos Bilaterais

Para além do mercado a prazo, existe ainda a possibilidade de negociação *Over-the-Counter*, isto é, as transações energéticas serem celebradas bilateralmente. Estes contratos têm por objetivo responder adequadamente ao risco que é inerente ao funcionamento do mercado *spot* e possibilitar aos agentes que adquirem energia a eleição do fornecedor com o qual se pretendem relacionar. Um tipo de contrato bilateral é o *Power Purchase Agreement* (PPA), no qual o comercializador paga um preço constante acordado com o produtor, para uma quantidade de energia específica (que poderá vir a ser entregue na sua totalidade ou apenas parcialmente). [7]

2.1.2 Mercado Retalhista

O processo de liberalização do setor elétrico iniciou-se em 1995 e foi concluído em setembro de 2006, período a partir do qual todos os consumidores puderam passar a escolher o seu fornecedor de eletricidade. Para além disso, em 2011 deu-se início ao processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais. Nesta data, incluíram-se os clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE. A 1 de julho de 2012 foram incluídos no processo os clientes em BTN cuja potência contratada era igual ou superior a 10,35 kVA. Por último, a 1 de janeiro de 2013 foram integrados neste plano os clientes em BTN com potência contratada inferior a 10,35 kVA, ficando assim abrangidos todos os consumidores neste processo. A figura 2.3 apresenta os principais eventos da liberalização do mercado retalhista da eletricidade, bem como a evolução da percentagem de consumo abrangida pelo Mercado Liberalizado (ML). [8]

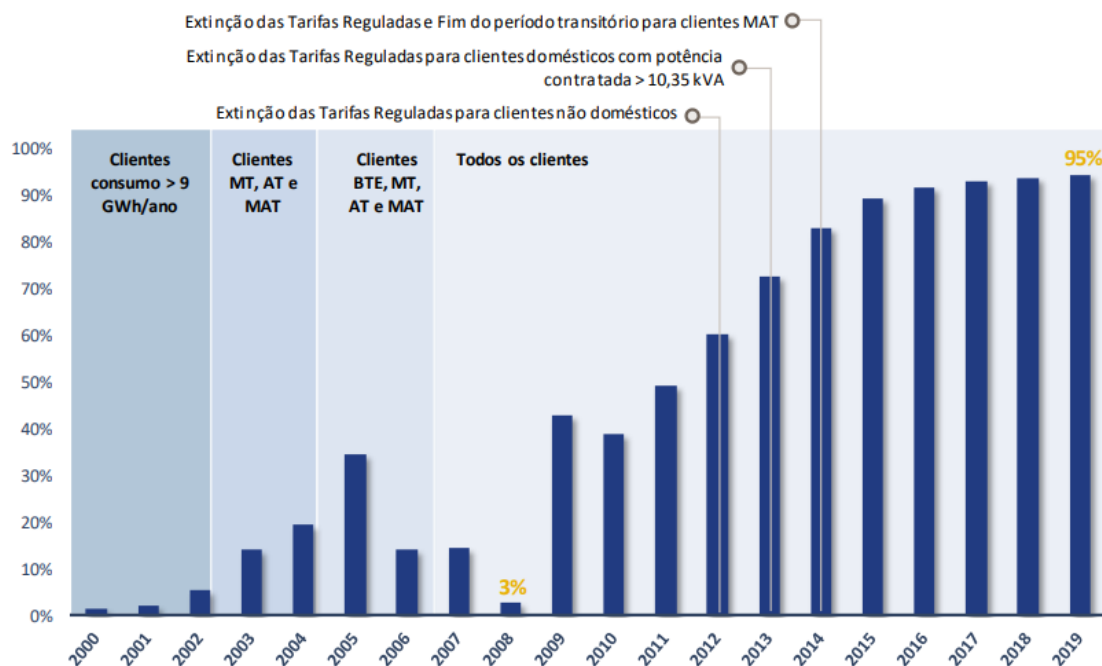


Figura 2.3: Calendário de liberalização do mercado de eletricidade e a evolução do seu peso relativo

Para além do mercado livre, existe ainda o Mercado Regulado (MR), no qual os preços da energia são definidos pela ERSE. Neste mercado, atuam os Comercializadores de Último Recurso (CUR), que segundo [9] “são as entidades titulares de licença de comercialização de energia elétrica sujeitas a obrigações de serviço universal”. Para além de, indiretamente, competirem com os comercializadores do mercado livre, os CUR também fornecem eletricidade: em zonas onde não existam propostas no mercado livre, aos consumidores economicamente vulneráveis ou aos clientes em que o comercializador em mercado livre ficou impedido de exercer a sua atividade. Nos Açores e na Madeira existe apenas o CUR, não havendo comercializadores em ML.[10] A figura 2.4 apresenta a evolução do número de clientes e do consumo no MR e no ML, de 2010 a 2019. [8]

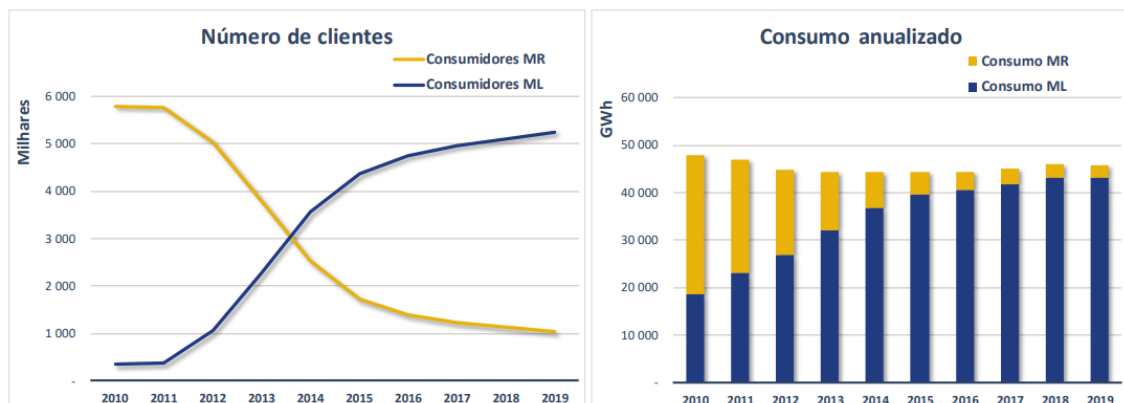


Figura 2.4: Repartição do número de clientes e do consumo entre MR e ML, 2010 a 2019

2.1.2.1 Mercado Liberalizado

No final de 2019, estavam presentes 32 comercializadores em regime de mercado, dos quais:

- 31 estavam a fornecer clientes domésticos (cujas instalações de consumo estão ligadas às redes em BT, com potência contratada igual ou inferior a 41,4 kW (BTN));
- 26 a fornecer pequenos negócios (cujas instalações de consumo estão ligadas às redes em BT, com potência contratada superior a 41,4 kW (BTE));
- 28 no segmento industrial (cujas instalações de consumo estão ligadas às redes de MT);
- 12 a fornecer grandes consumidores (cujas instalações de consumo estão ligadas às redes de MAT e de AT). [8]

Para além da extinção das tarifas reguladas, outros fatores estruturais como a adesão a mecanismos regulados de cobertura de risco por parte dos comercializadores (mercado a prazo, por exemplo) e o reforço da transparência na comunicação aos consumidores finais sobre as ofertas disponíveis também têm facilitado a entrada de novos comercializadores no ML. Para além disso, o reforço das interligações elétricas entre Portugal e Espanha permite reduzir a diferença de preços existente no mercado grossista entre os dois países (menor ocorrência de *market splitting*), o que resulta num menor risco de aquisição elétrica para os comercializadores neste mercado [3]. A figura 2.5 ([8]) apresenta a evolução do número de comercializadores ativos e das entradas e saídas destes no ML.

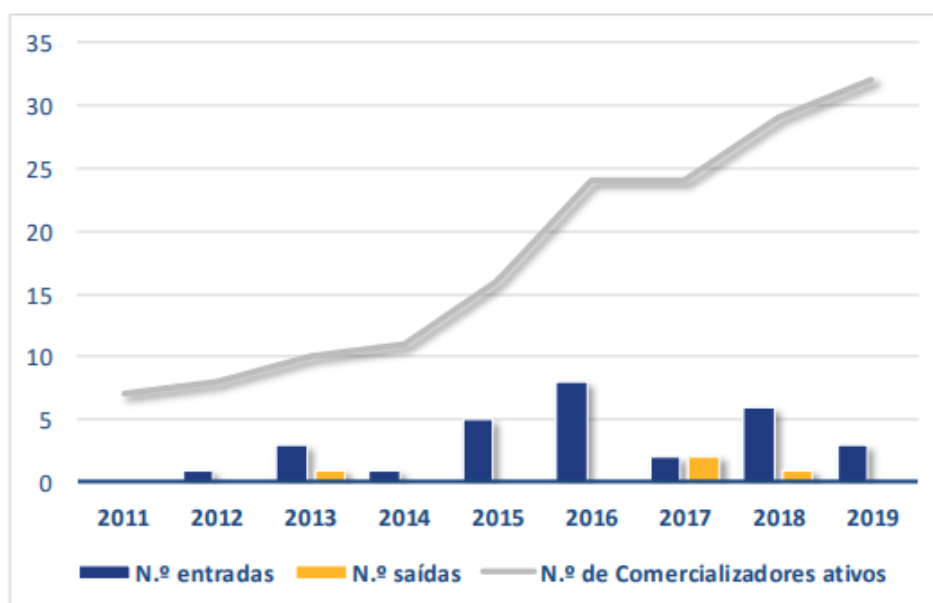


Figura 2.5: Evolução do número de comercializadores ativos e de entradas e saídas de comercializadores do ML, 2011 a 2019

Uma forma de analisar este mercado é decompondo-o percentualmente tanto em número de clientes como em consumo, por cada tipo de consumidor. No mercado liberalizado de eletricidade, 99,8% dos clientes são consumidores domésticos, no entanto estes apenas constituem 35,8% do consumo total. A figura 2.6 ([8]) apresenta dois gráficos que permitem verificar estas distinções. Repare-se que no caso dos grandes consumidores não é ilustrado quantos existem, uma vez que este número é desprezável face ao número total de clientes (338 grandes consumidores, de um total de mais de 5 milhões, o que resulta numa percentagem inferior a 0,01%).

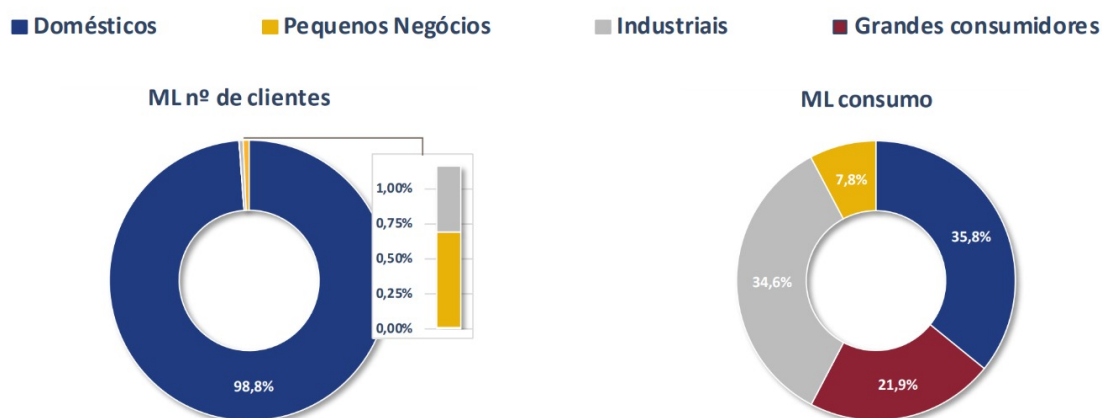


Figura 2.6: Mercado Liberalizado por número de clientes e consumo, para diferentes tipos de consumidores

2.1.2.2 Competitividade no Mercado

Com o desenvolvimento do mercado retalhista de eletricidade tornou-se necessária a sua monitorização por forma a garantir condições de concorrência justa entre os diversos comercializadores. Como tal, a implementação de níveis concorrenciais neste mercado é um aspeto fundamental para a proteção dos interesses dos consumidores, uma vez que incentiva as empresas a desenvolverem as suas atividades de forma eficiente, oferecendo assim propostas competitivas e, simultaneamente, lucrativas. Com isto em conta, um dos objetivos da regulação é a criação de regras que sejam claras e que permitam uma competição saudável entre as empresas comercializadoras. A tabela 2.1 ([8]) apresenta a estrutura de mercado que se pretende atingir através da implementação da regulação, por forma a combater desequilíbrios de mercado, e os resultados que se esperam obter.

Estrutura de Mercado	Resultados Esperados
Muitos participantes no mercado liberalizado sem barreiras para entrada e saída	Redução dos valores das faturas
Baixa concentração de mercado	Boa qualidade de serviço
Poucas barreiras para a mudança de comercializador	Inovação e implementação de novos modelos de negócio
Alto nível de compromisso dos comercializadores	Confiança dos consumidores elevada

Tabela 2.1: Estrutura de Mercado e Resultados Esperados

Para se avaliar o nível de concorrência do mercado retalhista é importante visualizar as quotas de mercado de cada comercializador, por segmento (tipo de consumidor) e consumo. A figura 2.7 ([8]) apresenta isso mesmo. Faz-se notar que o gráfico do número de clientes total por comercializador, não aqui exposto, é muito parecido com a barra que representa o consumo doméstico, visto que 98,8% dos consumidores são domésticos. Assim, a EDP Comercial, por exemplo, detém 78% dos clientes totais do mercado livre e 74% do consumo doméstico, mas apenas 42% do consumo total. A Iberdrola e a Endesa detêm, respetivamente, 6% e 7% do número total de consumidores, e 18% e 17% do total do consumo. De facto, no final de 2019, ambas as empresas eram responsáveis por uma maior parcela de comercialização de eletricidade para os clientes industriais do que a EDP Comercial.[8]

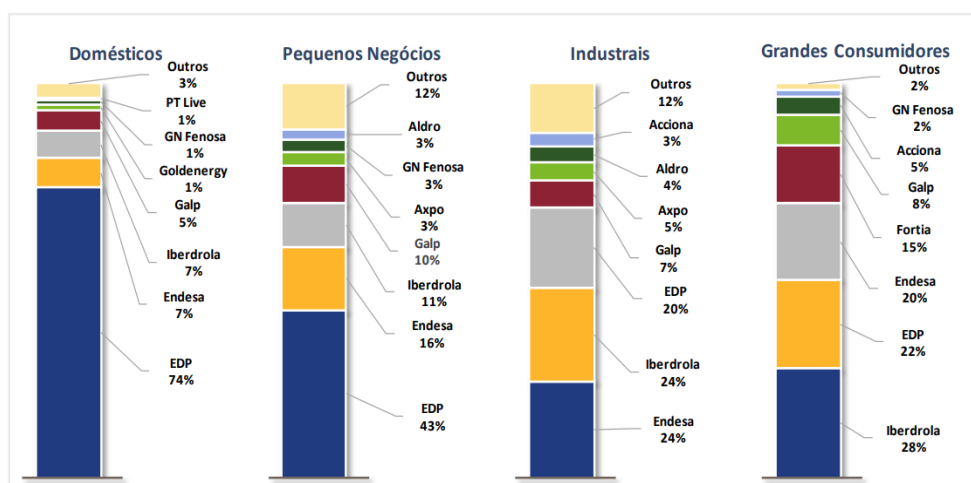


Figura 2.7: Quotas de mercado no ML por segmento e consumo

Fazendo o somatório da multiplicação entre o peso de cada segmento e a quota de cada comercializador nesse segmento, obtém-se a quota de consumo detida por cada comercializador, tal

como ilustrado na figura 2.8 ([8]), que apresenta uma panorama mais geral do consumo atribuído a cada comercializador.

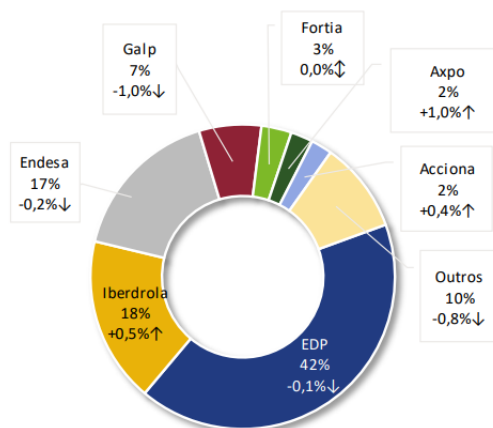


Figura 2.8: Quotas de mercado no ML elétrico por consumo em 2019

Para além da visão atual do mercado de comercialização de eletricidade, importa também ilustrar como a concorrência se tem vindo a desenvolver ao longo dos anos. Uma forma de o fazer é recorrendo à visualização da concentração do mercado, que pode ser obtida através do HHI (Índice *Herfindhal-Hirschman*), um dos indicadores mais utilizados para este fim. O índice varia entre 0 (menor nível de concentração) e 10.000 (nível de concentração máximo, em que um comercializador detém 100% da quota de mercado) e calcula-se multiplicando por 10.000 o somatório do quadrado das quotas de mercado de todos os comercializadores. A figura 2.9 ([8]) apresenta a evolução da concentração do mercado para o número de clientes e para o consumo, de 2010 a 2019.

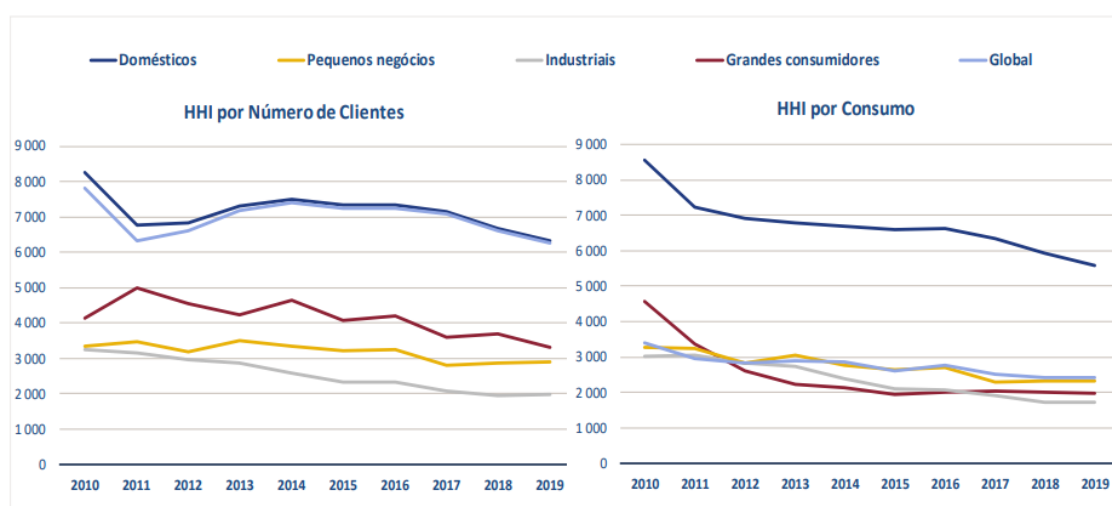


Figura 2.9: Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2010 a 2019 (HHI)

2.2 O Sistema Tarifário

Com a publicação dos estatutos da ERSE, em fevereiro de 1997, deu-se o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal. Este regulador tem um papel neutro e independente face aos restantes participantes do setor elétrico e ao Estado e é o responsável, entre outras funções, pela definição das tarifas atividades reguladas. [11]

2.2.1 Caracterização das Tarifas Reguladas

Atualmente, o quadro regulamentar aplica um conjunto de tarifas às atividades reguladas, que são fixadas anualmente pela ERSE e coincidentes com o ano civil (janeiro a dezembro). A figura 2.10 apresenta as atividades reguladas, bem como as tarifas que refletem os seus custos. [12]

ATIVIDADES REGULADAS		TARIFAS REGULADAS
gestão técnica global do sistema	▷	tarifa de Uso Global do Sistema
transporte de energia elétrica	▷	tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT/AT
distribuição de energia elétrica em AT	▷	tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
distribuição de energia elétrica em MT	▷	tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
distribuição de energia elétrica em BT	▷	tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Operação Logística de Mudança de Comercializador	▷	tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
compra e venda de energia elétrica	▷	tarifa de Energia
comercialização de energia elétrica	▷	tarifa de Comercialização

Figura 2.10: Atividades e Tarifas Reguladas

Assim, importa fazer uma caracterização destas tarifas, que refletem os custos das atividades a si associadas e são determinadas de modo a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades. [11, 13]

Tarifas de Uso Global do Sistema (TUGS): é aplicada pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e pelo operador da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado.

A TUGS aplicada pelo operador da rede de transporte é composta por duas parcelas:

- UGS I: para recuperar os custos da gestão do sistema, com um preço de energia ativa definido em €/kWh;
- UGS II: para recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com CAE. É composta pelo preço da potência contratada em €/kW, por mês, e pelo preço da energia ativa em €/kWh.

A TUGS aplicada pelo operador da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é, tal como a primeira, composta por duas parcelas, no entanto estas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da TUGS a aplicar pelo operador da rede de transporte da RNT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades de energia da TUGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores dos clientes. As duas parcelas que constituem esta última são:

- I: apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da TUGS a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema;
- II: é determinada segundo o estabelecimento dos critérios de repercussão dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG).

Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT/AT: a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND e ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT. Estas tarifas devem proporcionar os proveitos da atividade de transporte de energia elétrica do ORT em Portugal Continental. [13]

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial é composta por preços de energia ativa, definidos em €/kWh, referentes à entrada da rede, sendo que este valor não é suportado diretamente pelos consumidores finais.

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- Preços de potência contratada, definidos em €/kW por mês;
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em €/kW por mês;
- Preços da energia ativa, definidos em €/kWh, discriminados por período tarifário;
- Preços da energia reativa, definidos em €/kVarh, discriminados em preço de energia reativa capacitiva e indutiva. [13]

Adicionalmente, existem as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado, que apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, adicionados do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador

da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT. [11]

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (TURD): proporcionam proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica. Existem três TURDs [11] :

- TURD em AT – permite recuperar os custos que estão associados ao estabelecimento, exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição AT por forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais.
- TURD em MT – semelhante à TURD em AT mas para a rede de distribuição MT;
- TURD em BT - permite recuperar os proveitos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em BT e as rendas de concessão dos municípios;

As TURDs são compostas por:

- Preços de potência contratada, definidos em €/kW por mês;
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em €/kW por mês;
- Preços da energia ativa, definidos em €/kWh e discriminados por período tarifário;
- Preços da energia reativa, definidos em €/kVarh, discriminados, em cada tarifa, por preços de energia reativa capacitiva e indutiva.

Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador: é aplicada pelo OLMC ao operador da rede de distribuição em AT e MT e por este último às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado. Assim, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade, a pedido dos consumidores finais, e a colaboração na transparência dos mercados de eletricidade. O custo mais relevante está associado à plataforma informática que se encontra dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes. [11]

As tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicadas por ambos os agentes – o OLMC e o ORD em AT e MT - diferem entre si devidos aos ajustamentos feitos entre ambos. [11]

Os proveitos permitidos da atividade de OLMC são repartidos por nível de tensão de acordo com o número de clientes de cada nível de tensão. Tendo determinado o nível de proveitos permitidos a recuperar em cada nível de tensão, estes são imputados aos consumidores através da potência contratada. [11]

Tarifa de Comercialização: são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas [11] :

- Tarifa de Comercialização em MT;
- Tarifa de Comercialização em BTE;
- Tarifa de Comercialização em BTN;

Estas tarifas têm por objetivo recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de comercialização de energia elétrica, desempenhada pelo CUR, recuperando os custos da estrutura comercial afeta à venda de energia elétrica aos seus clientes, nomeadamente os custos de leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico. [11]

A tarifa de Comercialização apresenta uma estrutura binómia e é composta pelos seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, definido em €/mês;
- Preço de energia ativa, definido em €/kWh, não discriminado por período tarifário.

Tarifa de Energia: pretende assegurar a recuperação dos proveitos da atividade de Compra e Venda de energia elétrica realizada pelo CUR, sendo aplicada por este. Assim, a estrutura dos preços desta tarifa deve refletir a estrutura dos custos marginais de energia que são praticados no mercado grossista [14]. A tarifa de Energia é composta por preços que se aplicam à energia ativa, em €/kWh, sendo estes discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários (ponta, cheias, vazio normal e super vazio). [13]

Os preços da tarifa de Energia são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes dos CUR, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas. [13]

Tarifa Social: aplicável aos consumidores domésticos que se encontrem em situação de carência socioeconómica. Foi criada em 2010 e a sua existência é uma das medidas adotadas no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético. [11, 13]

O valor desta tarifa é calculado através da aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN. Este desenho permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre. Atualmente, o desconto da tarifa social está definido de forma a traduzir-se num desconto de 33,8% face à tarifa de Venda a Clientes Finais do mercado regulado. [14]

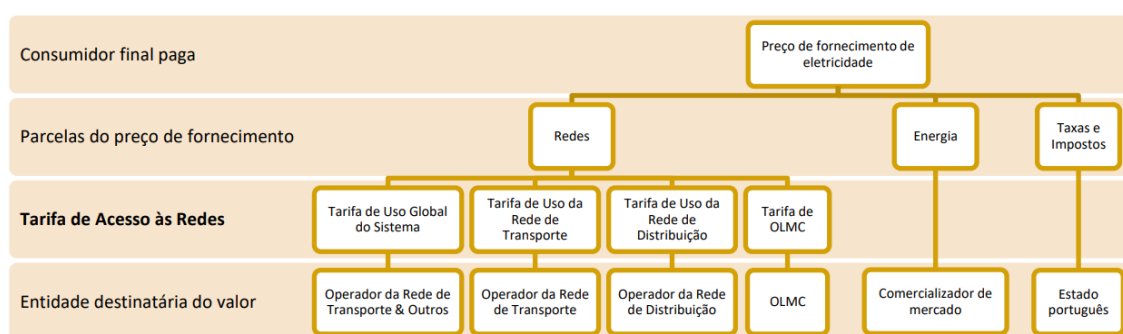
As tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

- Preços de potência contratada, definidos em €/mês e variáveis por escalões de potência contratada até 6,9 kVA.

- Preços da energia ativa, definidos em €/kWh. [13]

2.2.2 Mercado Liberalizado e Mercado Regulado

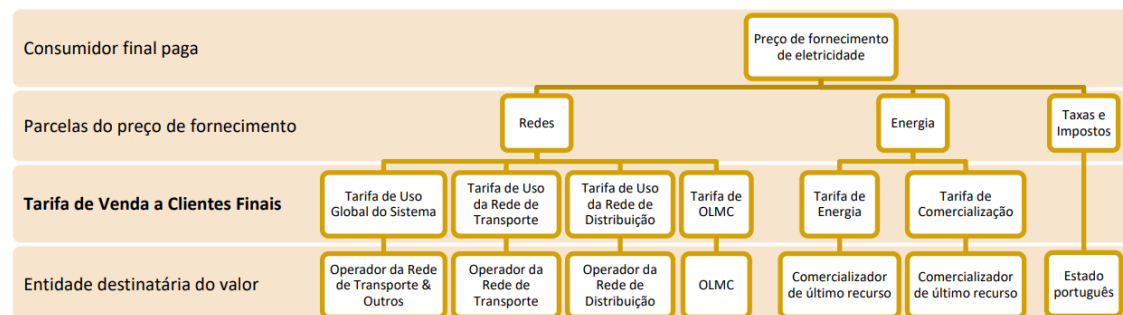
No Mercado Liberalizado, as tarifas reguladas pagas pelos consumidores são, unicamente, as que se relacionam com as redes de transporte e distribuição, isto é, apenas pagam a tarifa de Acesso às Redes, que é dada pela soma da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa de Uso da Rede de Transporte, da tarifa de Uso da Rede de Distribuição e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador. A parcela correspondente à energia consumida é negociada de forma livre com o comercializador do mercado livre. A figura 2.11 esquematiza então a estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no ML. [11]



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Figura 2.11: Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado

No mercado regulado, para além de pagar as TAR, o consumidor está ainda sujeito às tarifas reguladas da parcela da energia: a Tarifa de Energia e a Tarifa de Comercialização. A soma de todas as tarifas designa-se por tarifa de Venda a Clientes Finais. A figura 2.12 ilustra a estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no MR. [11]



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Figura 2.12: Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado

Em suma, o preço que o consumidor paga pelo fornecimento de eletricidade é constituído por três parcelas:

- Redes – representa o montante que se relaciona com as infraestruturas que transportam a energia elétrica desde o ponto de produção ao ponto de consumo;
- Energia – representa o montante atribuído à energia elétrica consumida;
- Taxas e impostos – representam os vários tipos de tributação aplicados pelo Estado português.

A figura 2.13 apresenta um esquema geral das diferenças das tarifas que os consumidores finais de ambos os mercados pagam, assim como as taxas e os impostos. [12]

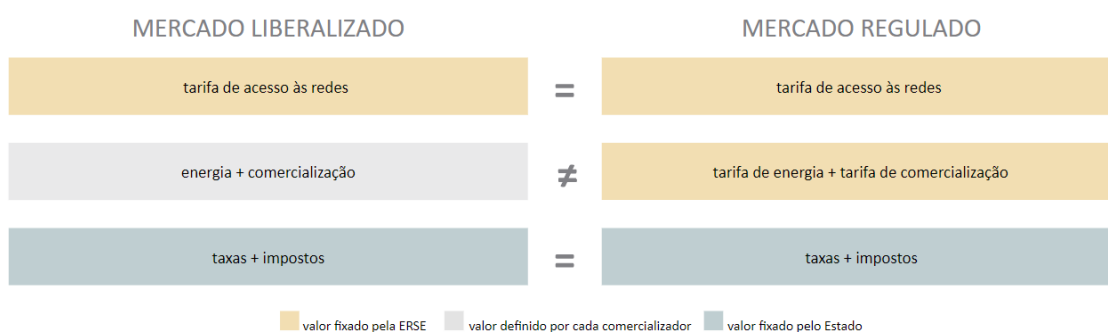


Figura 2.13: Resumo das diferenças na fatura de eletricidade entre o ML e o MR

De acordo com [15], a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em BTN é fixada em 31 de dezembro de 2025. Para consumidores finais em MT e BTE as datas são 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

2.2.3 Períodos Tarifários

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico [13], considera os seguintes períodos tarifários:

- Períodos trimestrais de entrega de energia elétrica:
 - Período I – de 1 de janeiro a 31 de março;
 - Período II – de 1 de abril a 30 de junho;
 - Período III – de 1 de julho a 30 de setembro;
 - Período IV – de 1 de outubro a 31 de dezembro.
- Períodos horários de entrega de energia elétrica, que corresponde à forma como o consumo de eletricidade se distribui ao longo das 24 horas de cada dia e dos 7 dias da semana [12]:
 - Horas de ponta - corresponde ao período em que o preço da energia é mais elevado e é aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em BTN que tenham a tarifa tri-horária;

- Horas cheias - aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em BTN que tenham a tarifa tri e bi-horária;
- Horas de vazio normal - Corresponde ao período em que o preço da energia é mais reduzido. Aplica-se a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em BTN que tenham a tarifa tri ou bi-horária;
- Horas de super vazio - aplicável a consumidores ligados em BTE, MT, AT e MAT. Para estes consumidores, é este o período com a energia mais barata.

Nas tarifas com dois e três períodos horários, o período horário de vazio aplicável engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. Nas tarifas com dois períodos horários, o período horário de fora de vazio engloba os períodos horários de ponta e cheias.

A duração dos períodos horários estabelecidos é diferenciada de acordo com o ciclo diário (em que os períodos horários são iguais em todos os dias da semana) e com o ciclo semanal (em que os períodos horários diferem entre dias úteis, sábado e domingo). Para cada um destes ciclos há um horário de verão e de inverno, que reflete a alteração da hora legal.

Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal consideram-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

Um consumidor de energia elétrica em BTN tem três opções de escolha de ciclos de contagem:

- Tri-horário - 3 períodos durante o dia: horas de ponta, onde se verifica o preço mais elevado, horas de cheia, com o preço intermédio, e horas de vazio, onde se verifica o preço mais reduzido;
- Bi-horário - 2 períodos durante o dia: horas fora de vazio, onde o preço é o mais elevado e horas de vazio, onde o preço é o mais reduzido;
- Simples: 1 único período durante o dia, não há diferenciação do preço da energia durante o dia.

A disponibilidade de escolha do ciclo de contagem justifica-se porque, por exemplo, um consumidor que transfira consumos do período de ponta para o período de vazio poderá beneficiar de uma redução na sua fatura mensal.

As figuras que se seguem apresentam os ciclos diários e semanais nas horas legais de verão e de inverno, para Portugal Continental. [12]

Há um ciclo semanal que é comum a todos os clientes. A figura 2.14 apresenta este ciclo para a hora legal de verão e a figura 2.15 apresenta para a hora legal de inverno.

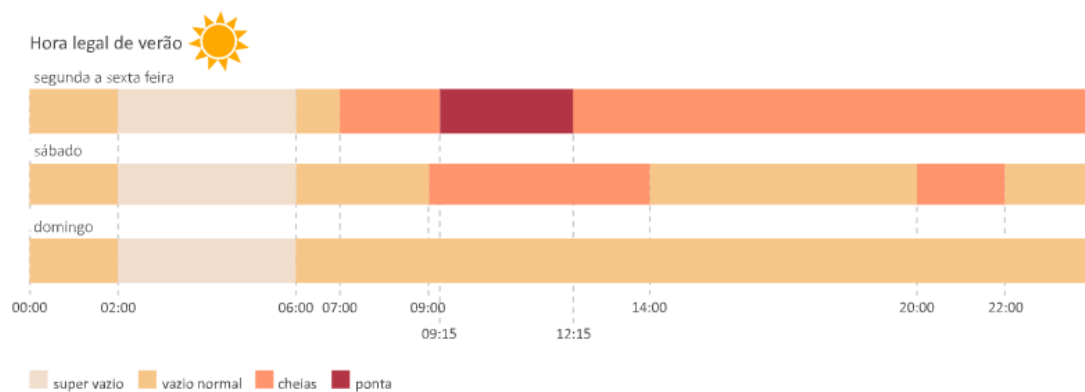


Figura 2.14: Ciclo Semanal, para todos os clientes, na hora legal de verão

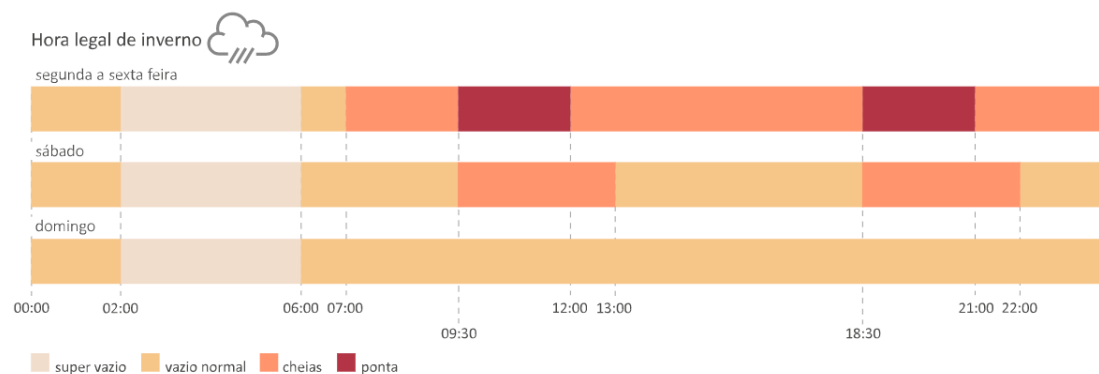


Figura 2.15: Ciclo Semanal, para todos os clientes, na hora legal de inverno

Para além do ciclo semanal comum a todos os clientes, existe ainda o ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT. As figuras 2.16 e 2.17 apresentam esses ciclos para a hora legal de verão e de inverno, respetivamente.

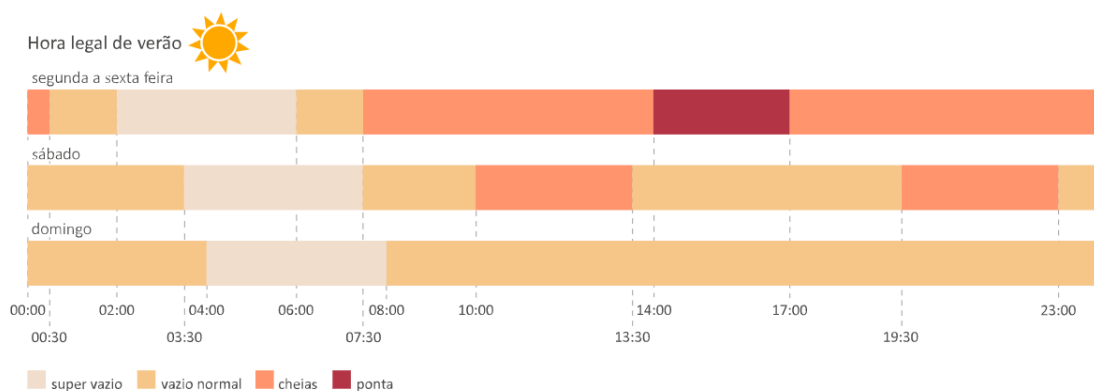


Figura 2.16: Ciclo Semanal Opcional, para MAT, AT e MT, na hora legal de verão

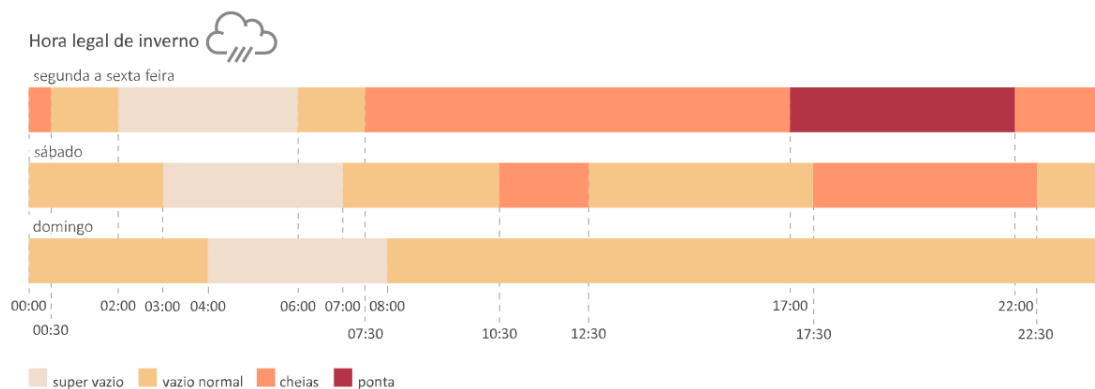


Figura 2.17: Ciclo Semanal Opcional, para MAT, AT e MT, na hora legal de inverno

Existe ainda a possibilidade de os clientes em BTE e BTN optarem pelo ciclo diário. As figura 2.18 e 2.19 apresentam os períodos tarifários relativos a este caso, para as horas legais de verão e de inverno, respetivamente.

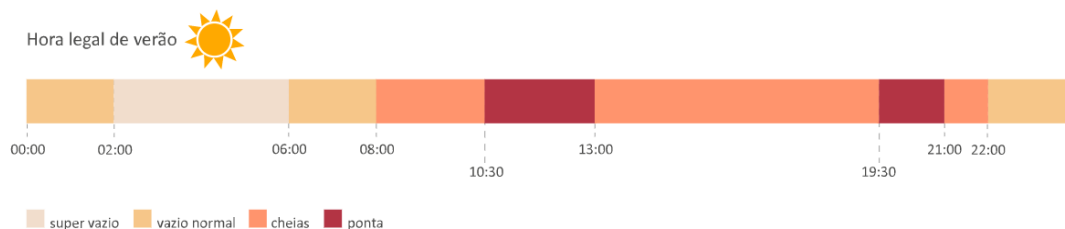


Figura 2.18: Ciclo Diário, para BTE e BTN, na hora legal de verão

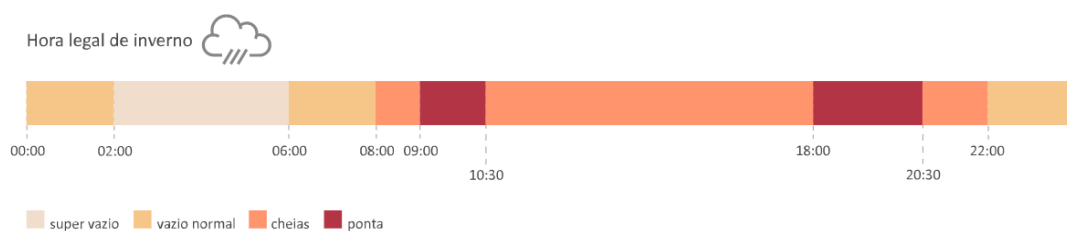


Figura 2.19: Ciclo Diário, para BTE e BTN, na hora legal de inverno

2.3 A Fatura de Eletricidade

A fatura de eletricidade é o documento que apresenta, entre outras informações, os valores cobrados aos consumidores pelas suas utilizações energéticas. Nela, devem ser incluídos um conjunto mínimo de informações obrigatórias, cuja presença é da responsabilidade dos comercializadores. Para a obtenção dos valores a serem faturados, recorre-se ao sistema de medição, que torna possível a medição das grandezas de faturação.

2.3.1 A Fatura

A fatura de eletricidade deve conter as seguintes informações [16, 17, 18]:

- A potência contratada, incluindo o preço;
- As datas e os meios para a comunicação de leituras por parte dos clientes;
- Os consumos reais e os estimados (e as quantidades associadas);
- O preço da energia e as tarifas aplicáveis à venda e ao consumo de energia (preço unitário e total);
- Tarifas de Acesso às Redes: são pagas por todos os consumidores pelo uso das redes (de transporte e de distribuição) e pela utilização global do sistema (gestão técnica do sistema, regulação e custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral). CIEG – Custos de Interesse Económico Geral: corresponde à taxa de utilização e exploração das instalações elétricas e é paga ao Estado, é fixa e consiste num valor mensal e determinado por Portaria. Estas tarifas coincidem para o mesmo nível de tensão e não dependem do comercializador de energia;
- Comparação com os preços regulados: é indicada qual a diferença entre o valor da fatura aplicada ao cliente e o que pagaria com a tarifa regulada, sendo que esta diferença pode ser de poupança ou não;
- As taxas e os impostos aplicáveis, discriminados: Identifica o valor a pagar das taxas e impostos que incidem sobre a eletricidade e que não dependem do comercializador. IEC –

Imposto Especial de Consumo de Eletricidade – foi criado em 2012 e integrado na subcategoria de imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos (ISP) e é pago ao Estado;

- O período de faturação e o prazo limite de pagamento;
- As condições e os meios de pagamento;
- As consequências pela falta de pagamento;
- O valor do desconto correspondente à tarifa social, quando aplicável.

A fatura deve ainda incluir informação sobre:

- Valores percentuais das fontes de energia primária utilizadas na produção de eletricidade (eólica, hídrica, gás natural, carvão, etc.) e as emissões de CO2 correspondentes à energia consumida e faturada;
- Contactos do fornecedor: identifica os contactos a utilizar em caso de avaria, para requerimento de informações acerca do contrato e/ou serviço e ainda para comunicar as leituras dentro do prazo aconselhável;
- Outros serviços prestados, se for o caso.

Cada empresa comercializadora tem um formato de fatura diferente das restantes, apesar de todas terem de incluir os elementos obrigatórios. Para além dos pontos acima descritos, as faturas podem ainda apresentar uma mensagem promocional, na qual publicitam novos produtos e serviços.

Assim, importa perceber o que está incluído no preço da fatura e de que forma as diversas componentes albergam os custos do sistema e ainda os lucros das empresas comercializadoras.

Desta forma, antes de se justificar o que representa cada preço e que tarifas a estes se associam, começa-se por apresentar quais as tarifas relacionadas com os proveitos dos comercializadores, tendo em conta os diferentes níveis de tensão dos clientes. A figura 2.20 ([13], página seguinte) apresenta essa decomposição, sendo que o pagamento das tarifas é feito, neste caso, pelos consumidores finais.

Verifica-se que todos os clientes pagam as tarifas de Uso Global do Sistema, de Operação Logística de Mudança de Comercializador, Tarifa de Uso da Rede de Transporte e Tarifa de Uso da Rede de Distribuição, sendo que a TURD abrange exclusivamente o nível de tensão em que se encontra o cliente (por exemplo, clientes em AT não pagam TURD de MT nem de BT mas apenas de AT). Estas tarifas proporcionam aos comercializadores os proveitos da Atividade de Compra e Venda de Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

Para além das Tarifas de Acesso às redes, são ainda impostas aos clientes a Tarifa de Energia, que proporciona proveitos da Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica no mercado grossista, e a Tarifa de Comercialização, que tem por objetivo a remuneração da Atividade de Comercialização. A frase anterior é apenas válida para o CUR, sendo ambas as tarifas reguladas. Para

o comercializador do ML estas tarifas encontram-se agregadas numa só, não sendo esta regulada. De facto, é esta tarifa (Energia + Comercialização) que distingue os diversos comercializadores no mercado livre retalhista da eletricidade, sendo que cada um a define livremente tendo por vista a obtenção de maiores lucros.

Comercializadores		Cientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos da Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição	$TUGS + TURT_{AT} + TURD_{AT} + OLMC$	AT
	$TUGS + TURT_{AT} + TURD_{AT} + TURD_{MT} + OLMC$	MT
	$TUGS + TURT_{AT} + TURD_{AT} + TURD_{MT} + TURD_{BT} + OLMC$	BT > 41,4 kW
	$TUGS + TURT_{AT} + TURD_{AT} + TURD_{MT} + TURD_{BT} + OLMC$	BT < 41,4 kW
Proveitos da Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	E	AT
		MT
		BT
Proveitos das Atividade de Comercialização	E + C (Comercializador em ML)	AT
		MT
		BT > 41,4 kW
		BT < 41,4 kW

Figura 2.20: Tarifas e Proveitos do Comercializadores

Estando definidas as tarifas a serem pagas pelos consumidores por forma a remunerar cada uma das atividades do comercializador, passa-se então à ilustração de como cada uma destas tarifas é incluída no preço final da fatura de eletricidade. A figura 2.21 apresenta essa mesma decomposição.

Tarifas por atividade	Preços das Tarifas								
	P,contratada	P,p	Atv,p	Atv,c	Atv,vn	Atv,sv	Reat,cap	Reat,ind	TF
E	-	-	x	x	x	x	-	-	-
UGS	x	-	x	x	x	x	-	-	-
OLMC	x	-	-	-	-	-	-	-	-
URT, MAT	x	x	x	x	x	x	x	x	-
URT, AT	x	x	x	x	x	x	x	x	-
URD, AT	x	x	x	x	x	x	x	x	-
URD, MT	x	x	x	x	x	x	x	x	-
URD, BT	x	x	x	x	x	x	x	x	-
C	-	-	x	x	x	x	-	-	x

Figura 2.21: Estrutura Geral das Tarifas por Atividade

Em que:

- $P_{contratada}$ e P_p representam a potência contratada e a potência nas horas de ponta, respectivamente;
- Atv_p , Atv_c , Atv_{vn} e Atv_{sv} denotam a energia ativa nos períodos tarifários (ponta, cheia, vazio normal e super vazio);
- $Reat_{cap}$ e $Reat_{ind}$ representam, respetivamente, a energia reativa capacitiva e indutiva;
- TF representa um termo fixo.

Assim:

- A Tarifa de Energia é incluída nos preços da energia ativa;
- A Tarifa de Uso Global do Sistema é incluída no preço da potência contratada e no preço da energia ativa;
- A Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador é incluída, unicamente, no preço da potência contratada;
- A Tarifa de Uso da Rede de Transporte e a Tarifa de Uso da Rede de Distribuição são incluídas no preço da potência contratada, da potência em horas de ponta, e nos preços da energia ativa e da energia reativa;
- A Tarifa de Comercialização é incluída nos preços da energia ativa e num preço de termo tarifário fixo.

Faz-se notar que os preços das tarifas finais em cada período horário devem resultar da soma dos preços das tarifas por atividade para esse período horário.

Assim, e descrevendo do ponto de vista do preço faturado, verifica-se, por exemplo, que o preço da energia ativa em horas de cheia para um consumidor BT surge da soma das seguintes parcelas:

$$Atv_c = E_c + UGS_c + URT_{AT,c} + URD_{AT,c} + URD_{MT,c} + URD_{BT,c} + C_{BTN,c} \quad (2.1)$$

2.3.2 Sistema de Medição

Para a obtenção de leituras sobre as grandezas que se pretendem medir para posterior faturação, é necessário recorrer a sistemas de medição. Estes sistemas são constituídos por equipamentos que se encontram localizados na instalação elétrica e por equipamentos centrais que efetuam o tratamento dos dados recolhidos. [19]

Os dispositivos presentes no local da instalação elétrica, nomeadamente os contadores e respetivos acessórios, devem ser fornecidos e instalados pelo ORT ou pelo ORD, caso a instalação se encontre fisicamente ligada à rede de transporte ou à rede de distribuição, respetivamente. De igual forma, os custos de instalação, operação e manutenção destes equipamentos são incutidos aos operadores das redes, excetuando-se os casos em que o contrário é acordado. [17]

Os contadores e dispositivos a si associados devem obedecer à legislação e regulamentação aplicáveis, devendo permitir a aplicação das opções tarifárias escolhidas pelos consumidores. [20] Para além disso, por forma a garantir a qualidade da informação da contagem, devem ser efetuados testes à exatidão dos equipamentos de medição e verificação das respetivas ligações. [19]

Os sistemas que se encontram nos locais das instalações elétricas medem a tensão e a corrente elétrica, a partir das quais calculam a potência, cuja variação ao longo do tempo permite calcular a energia. Estes sistemas providenciam leituras locais ou remotas. [19, 20].

2.3.2.1 Sistema de medição com leitura remota

No caso em que a leitura é efetuada remotamente, o sistema é composto por dispositivos locais que medem a energia elétrica e memorizam os respetivos valores em períodos de integração determinados. Tratam-se de dispositivos que apresentam capacidade de comunicação de informação com os equipamentos centrais que efetuam a recolha centralizada da informação e o subsequente tratamento. [19]

Nos pontos de medição de clientes em BTE, MT, AT e MAT, os equipamentos de medição devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem e a periodicidade do ciclo de leitura é diária. No caso dos clientes em BTN, a periodicidade do ciclo de leitura é mensal. [17, 20]

2.3.2.2 Sistema de medição com leitura local

Quando não é possível recolher os dados remotamente, recorre-se à leitura local, na qual se obtém acesso direto aos dispositivos de medição para recolha da informação que estes registam. Neste caso, o sistema é constituído por um conjunto de equipamentos locais que efetuam a contagem da energia elétrica de forma acumulada. [19]

Para os clientes em BTN, o ORD deve tomar as devidas precauções para garantir que os clientes serão avisados da data em que se efetuará a leitura ou que esta foi tentada, sem êxito. Para este tipo de clientes, a periodicidade do ciclo de leitura é trimestral e para clientes em BTE e MT a periodicidade é mensal. [19, 20]

Para além disso, o ORD deve ainda colocar dispositivos destinados a impedir que seja tomada uma potência superior aos limites estabelecidos no contrato. [17]

2.3.3 Medição das Grandezas

Como referido anteriormente, a utilização dos equipamentos de medição tem por objetivo último a determinação das grandezas que são consideradas relevantes para efeitos de faturação que, segundo [17], são as seguintes:

- Potência tomada: é o maior valor da potência ativa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita; [20]
- Potência contratada: é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega. O valor da potência contratada nos pontos de entrega em Muito Alta Tensão, Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão Especial é atualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita. A potência contratada nos pontos de entrega em Baixa Tensão Normal é a potência aparente colocada à disposição do cliente;
- Potência em horas de ponta (para BTE, MT, AT e MAT): corresponde ao quociente entre a energia ativa no ponto de medição em horas de ponta e o número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita;
- Energia ativa;
- Energia reativa, sendo objeto de medição apenas nos pontos de medição em MAT, AT, MT e BTE.

A determinação do valor destas grandezas é feita de duas formas [17]:

- Através da leitura direta das grandezas que são objeto de medição, que são as seguintes:
 - Energia ativa ou potência ativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos;
 - Energia reativa ou potência reativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos;
 - Potência tomada registada num período de tempo determinado;
 - Energia ativa acumulada num período de tempo determinado;
 - Energia reativa acumulada num período de tempo determinado.
- Através de cálculos auxiliares, quando não é possível obter a medição de todas as grandezas recorrendo aos equipamentos de medição. As grandezas a serem calculadas são:
 - Potência tomada determinada num período de tempo definido;

- Potência contratada determinada num período de tempo definido;
- Energia ativa ou potência ativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos;
- Energia reativa ou potência reativa média registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos;
- Estimativa da energia ativa acumulada por período horário;
- Estimativa de energia ativa discriminada por períodos de integração de 15 minutos, por aplicação de perfil de consumo ou de produção.

A correção dos erros de medição ou leitura, devido à falta de dados, é também incluída para a obtenção dos valores finais das grandezas.

2.4 Modelos Tarifários

Os modelos tarifários da eletricidade têm cada vez mais um papel fundamental no sistema elétrico e, quando implementados da melhor forma, apresentam vantagens para toda a cadeia do sistema elétrico. [21]

As tarifas *time-of-use*, por oposição às tarifas simples, tornam possível a resposta na procura (DR - *Demand Response*), ao incentivar os consumidores a transferirem o consumo de eletricidade de períodos com elevada procura para períodos com baixa procura, fazendo com que vejam as suas faturas de eletricidade baixarem. Estas tarifas refletem, de alguma forma, os custos marginais das redes e os custos marginais da produção da energia.

As tarifas *time-of-use* podem ser [21]:

- Estáticas (*static*): neste caso, um dia encontra-se dividido em dois ou mais períodos horários (períodos tarifários) e o preço mantém-se constante dentro de cada período. Um exemplo deste tipo de tarifas são as tetra-horárias, em que os períodos são: ponta, cheia, vazio normal e super vazio. A aplicação dos valores das tarifas para os respetivos períodos horários é definida para um certo horizonte temporal e mantém-se inalterada até ao seu final (um trimestre, por exemplo).
- Dinâmicas: os preços são calculados em tempo real, isto é, baseado em preços que transmitam os custos do sistema perto da hora de consumo. Exemplo deste tipo de tarifas são o *Real Time Pricing* (RTP), *Variable Peak Pricing* (VPP) e *Critical Peak Pricing* (CPP).

A implementação deste tipo de tarifas começou a ser feita na Europa nos anos 60, sendo que atualmente já vários países as aplicam. A figura 2.22 [21] apresenta, dentro de intervalos percentuais, qual a tarifa mais comum aplicada em cada país (cor do país), para consumidores domésticos, bem como a indicação de que outras tarifas deste tipo são aplicadas nos países (círculos). A informação é relativa ao ano de 2015. Como é observável, a tarifa ToU estática, representada a azul, é a mais comum, sendo a Itália o país com maior percentagem de consumidores domésticos a

usufruírem deste modelo tarifário.

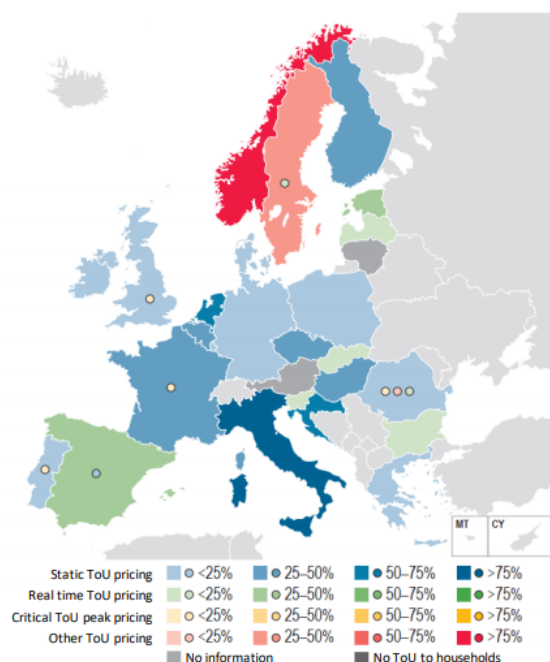


Figura 2.22: Tarifas de eletricidade em vigor na Europa, no ano 2015

Na figura do mapa verifica-se ainda que a maior parte dos países europeus aplica as tarifas simples aos consumidores domésticos. Este fenómeno ocorre devido à falta de consciencialização e motivação de aprendizagem por parte dos consumidores sobre as vantagens apresentadas por tarifas ToU. Por forma a combater este problema, é necessário implementar maiores esforços no que concerne à informação ao consumidor bem como desenhar tarifas que sejam de fácil entendimento. Para além disso, dentro das tarifas ToU, as tarifas dinâmicas são mais difíceis de implementar, uma vez que para a sua aplicação prática é necessário que haja uma comunicação contínua entre os participantes do mercado retalhista (clientes e comercializadores), o operador de mercado e os operadores das redes. [22]

Assim, a presente dissertação focar-se-á na modelização de tarifas *time-of-use* static, que a partir de agora se designarão por simplesmente tarifas *time-of-use* (ou ToU).

Os parágrafos seguintes apresentam então a pesquisa que se considera mais relevante para a construção das tarifas ToU.

Maria João Alves et al. [23] apresentam uma abordagem de programação com base em dois níveis, por forma a otimizar o preço da tarifa ToU para o comercializador e para o consumidor e ajudar o comercializador a encontrar as melhores decisões para a definição do preço. No *upper level*, o comercializador estabelece as tarifas ToU que maximizam os seus lucros. No *lower level*, aplica-se uma função bi-objetivo: o consumidor escolhe um dos conjuntos tarifários apresentados, tendo em conta a minimização da fatura da eletricidade (custo) e a minimização da insatisfação diante das suas preferências e necessidades (conforto).

Frederik vom Scheidt et al. [24] apresentam a modelização de quatro tarifas ToU, bem como um método de seleção da melhor tarifa, onde se inclui o conceito de “seleção de falsa tarifa”, que tem em consideração a diferença que existe em apenas avaliar uma tarifa mensal ou, por outro lado, avaliar as tarifas ao longo de um ano completo. As tarifas ToU são desenhadas de forma a obterem as mesmas receitas que a tarifa simples, que se usa como objeto de referência.

J.M. Yusta et al. [25] apresentam a modelização e posterior comparação de resultados de diversas tarifas ToU com diferentes períodos horários, bem como uma tarifa simples, aplicadas a clientes com diferentes características, nas quais se incluem as elasticidades de consumo face ao preço. A elasticidade da procura em função do preço mede o grau de resposta da procura face à variação do preço, isto é, mede a variação percentual da procura dada uma variação percentual do preço. Denotando a elasticidade por B , esta pode ser expressa pela seguinte fórmula:

$$B = \frac{(\Delta Q/Q)}{(\Delta P/P)}$$

Sendo que Q é a quantidade de energia, em kWh, e P é o preço da energia, em €/kWh. A procura é elástica se o módulo de B for superior a 1 e inelástica se o módulo de B for inferior a 1. Neste caso, B é negativo uma vez que um aumento do preço da energia resulta numa diminuição da procura desta, enquanto que uma diminuição do preço resulta num aumento da procura pela eletricidade.

Ran Li et al. [26] apresentam uma técnica de criação de tarifas ToU a partir da tarifa simples, para clientes domésticos. Para a formação da tarifa ToU recorreram à técnica de *clustering* do Modelo de Matriz Gaussiana – um modelo de densidades probabilísticas – para agrupar intervalos de meia hora. São formados dois grupos de tarifas tendo em conta as variações do preço da energia no mercado grossista e a quantidade de energia requisitada pelos consumidores.

Yong Wang et al. [27] apresentam um estudo dos principais componentes do preço e características específicas das tarifas ToU e examinam diversos cenários para clientes industriais por forma a averiguar as formas de diminuição do valor das faturas para clientes industriais, quando estes decidem passar de uma tarifa simples para uma tarifa ToU, permitindo assim aos clientes perceberem se esta mudança resultará numa poupança.

Mohamad Fani Sulaima et al. [28] apresentam a implementação da tarifa ToU em consumidores na Malásia e a sua eficácia na redução dos custos das faturas tendo em conta as suas possibilidades de mudança de consumo horário.

Daniel Urieli e Peter Stone [29] propõem um algoritmo de otimização de tarifas ToU num ambiente de mercado retalhista competitivo, cuja simulação é feita no *Power Trading Agent Competition*, uma competição que tem por cenário uma plataforma de simulação de mercados grossistas e retalhistas competitivos, atuais e futuros, baseada numa abstração dos mercados *spot* da América do Norte e da Europa. Para a otimização das tarifas, consideraram, no algoritmo, a atratividade destas para os consumidores, dentro de um mercado retalhista com tarifas simples, e verificaram se estas tarifas ToU seriam mais lucrativas para o comercializador do que a implementação de tarifas simples. Para além disso, o artigo também apresenta o estudo do impacto económico das tarifas

ToU neste ambiente de mercado. Por forma a garantir que a aceitação da tarifa ToU por parte dos consumidores não resultasse num comportamento de consumo que se tornasse desvantajoso para o comercializador, foi implementada uma coordenação de maximização de lucro de tarifas simples.

Alireza Hatami et al. [30] propõem um ambiente de ajuda à decisão, baseado em programação estocástica, para o comercializador definir as tarifas ToU a aplicar aos consumidores e ainda para fazer a gestão de risco (*hedging*) do seu portfólio de aquisição energética num horizonte temporal que varia entre um e vários meses. Para a definição das tarifas a implementar consideraram o comportamento elástico dos consumidores e para a gestão do risco é utilizada uma média pesada do CVaR (*Conditional Value at Risk*) – um indicador de gestão de risco financeiro.

Rafael de Sá Ferreira et al. [31] propõem uma abordagem para o desenho de tarifas ToU que pretende maximizar o benefício económico total, abordagem essa que é baseada em técnicas de programação quadrática restrita quadraticamente (QCQP) e de otimização estocástica, tendo em consideração as incertezas relacionadas com a elasticidade do preço do lado da procura. São ainda considerados, teórica e praticamente, aspetos relacionados com o problema da tarifação de eletricidade, nomeadamente a promoção da eficiência económica, receitas adequadas e a oferta de incentivos para a adoção de novos modelos tarifários.

Paulo Oliveira [32] apresenta um modelo cujo objetivo é a otimização na alocação de preços a cada hora do dia para a determinação de períodos tarifários, bem como a determinação destes preços. A definição dos preços surge da otimização de uma função objetivo escolhida que consiste na minimização dos custos para a empresa comercializadora de eletricidade e são considerados apenas dois preços diferentes. Faz parte das restrições do modelo a elasticidade da procura em função do preço, quer para o mesmo período temporal, quer para períodos temporais consecutivos.

Feihu Hu et al. [33] estabelecem um modelo de decisão para curto prazo, baseado em otimização robusta, para o comercializador determinar a eletricidade que terá de adquirir quer no mercado *spot* quer em contratos bilaterais, e os preços que deverá aplicar no mercado retalhista que têm por base tarifas ToU. O modelo tem como objetivo a maximização do lucro do comercializador através da otimização dos preços de compra e venda de energia no mercado grossista e retalhista, respetivamente. A resposta da procura é modelizada através de uma matriz de preços de eletricidade (PEM). Para os preços no mercado *spot*, são considerados limites de preços em vez de se prever diretamente os seus valores. Através de parâmetros de controlo robustos faz-se uma abordagem de controlo de risco, permitindo assim ao comercializador fazer um *trade-off* entre os benefícios económicos e os riscos associados.

2.5 Perfis de Consumo

O estudo, e posterior classificação, dos perfis de consumo dos clientes são a base para a modelização das tarifas ToU. A resposta dinâmica dos consumidores consiste na mudança voluntária das suas procuras energéticas, na qual transferem os seus consumos de períodos em que os preços da eletricidade são mais elevados para períodos em que os preços são mais baixos. Para que tal ocorra, é necessário que haja uma diferenciação dos preços da eletricidade ao longo do dia, o que

implica a não utilização das tarifas simples, cujo preço é sempre o mesmo ao longo das 24h de um dia. Ainda que alguns consumidores possam beneficiar da aplicação das tarifas ToU em vez da tarifa simples sem terem de mudar os seus hábitos de consumo, outros estão dispostos a fazer algumas alterações para verem o valor das suas faturas reduzido (por exemplo, colocar a máquina de lavar a roupa e a máquina de lavar a louça a trabalhar uma hora mais tarde do habitual, no caso dos consumidores domésticos). Os parágrafos seguintes apresentam artigos sobre técnicas de *clustering* de perfis de consumo que, apesar de não estarem diretamente relacionadas com o âmbito desta dissertação, apresentam a relação destas mesmas técnicas com a criação das tarifas ToU.

Yi Wang et al. [34] apresentam um conjunto de técnicas de *data mining* que têm por base diferentes abordagens de *clustering*, nomeadamente o *clustering* direto (utiliza informações recolhidas diretamente dos dispositivos de medição elétrica), indireto (não são utilizados os contadores de energia para recolha de informação), os critérios de avaliação e segmentação de consumidores. Assim, o artigo descreve estas técnicas de *clustering* e respetivos índices de avaliação, que se consideram fundamentais para perceber como são construídos os perfis de consumo. Desta forma, começa-se por apresentar um esquema representativo de algumas destas técnicas de *clustering*, que, no entanto, não se pretendem descrever por a sua aplicação prática não fazer parte desta dissertação. A figura 2.23 apresenta esse esquema.

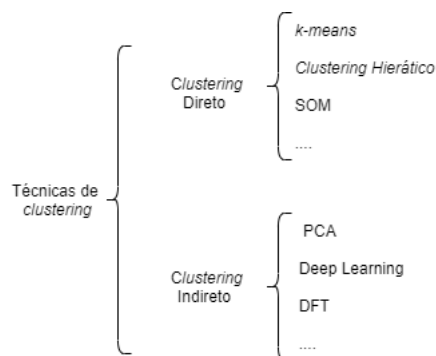


Figura 2.23: Técnicas de *clustering*

Para além das técnicas apresentadas na imagem, existe ainda o *clustering* subjetivo, no qual o mesmo conjunto de dados pode ser dividido e acoplado de maneiras distintas, tendo em conta a utilização futura.

Liu Yang et al. [35] apresentam um estudo de implementação de uma tarifa ToU tendo em conta o comportamento do consumidor. Um modelo de dois níveis é utilizado: o primeiro diz respeito à determinação da tarifa a ser implementada pelo comercializador tendo em conta os perfis de consumo e o segundo é referente à forma como o consumidor muda o seu comportamento energético face à implementação desta tarifa. São abordados diferentes cenários e usa-se a tarifa simples como objeto de referência para avaliar as condições que são vantajosas para o comercializador implementar a ToU.

Joseph M. Roop e Eihab Fathelrahman [36] apresentam os fatores que afetam a escolha, por

parte dos consumidores domésticos, das tarifas ToU, apresentando um algoritmo que descreve a lógica de escolha dos consumidores. Este algoritmo baseia-se numa lógica de escolha Roth-Erev modificada. Por fim, é demonstrado como o modelo poderia ser utilizado para consumidores comerciais e industriais.

Joshua Thumim [37] apresenta um estudo sobre a diferença na fatura da eletricidade da aplicação de tarifas ToU em comparação com uma tarifa simples, em consumidores domésticos, sendo um dos principais pontos de análise a verificação de casos extremos de variação do custo final da fatura.

N. Mahmoudi-Kohan et al. [38] apresentam uma estratégia para oferta de preço ótimo de venda de energia aos consumidores, por forma a otimizar o lucro do comercializador. Esta estratégia tem por base técnicas de clustering de perfis de carga, que por sua vez são realizadas através de uma média difusa ponderada (WFA - weighted fuzzy average) *k-means* melhorada. É usada uma função de aceitação para maximizar o lucro do comercializador, a qual se baseia no número de consumidores e nos custos de eletricidade que a estes são impostos. Os resultados foram testados num grupo de 300 consumidores de uma rede de distribuição de 20 kV e mostraram que o comercializador pode aumentar os seus lucros oferecendo preços de venda diferentes a consumidores diferentes. Num outro estudo [39], Kohan et al apresentam um panorama anual de oferta de preço de eletricidade ótimo por parte do comercializador, baseado numa técnica de *clustering*. Os perfis de consumo são agrupados num número ótimo de classes usando o WFA *k-means* melhorado e os preços ótimos são definidos para diferentes períodos e para diferentes classes de consumidores. A função objetivo é a maximização do lucro do comercializador, sendo esta baseada no perfil de carga e considerando o CVaR para a modelização do risco. Para além disso, é ainda usada uma função de aceitação.

F. M. Andersen [40] apresenta diferentes perfis de consumo horários para categorias de consumidores e analisa como as tarifas ToU horárias afetam estas diferentes categorias. O autor analisa dados de 2000 consumidores da Dinamarca que, no total, cobrem todas as categorias de consumo. É mostrado que os perfis de consumo para as mesmas categorias de clientes diferem bastante e que diferentes categorias de consumidores contribuem de forma bastante distinta para o perfil de carga agregado. Para além disso, acoplando perfis de consumo horários e preços de mercado horários, é demonstrado como os clientes com perfis de consumo diferentes estão sujeitos a diferentes preços médios pelo consumo de eletricidade. Daqui, é concluído que alguns clientes beneficiam das tarifas ToU, como é o caso de consumidores pertencentes ao ramo da agricultura e dos serviços públicos, ao passo que a indústria “típica”, serviços privados e clientes domésticos não são beneficiadores. No entanto, também se consideram diferenças dentro de categorias de consumidores, onde se verifica que empresas industriais que estejam 24h no ativo tendam a ganhar com as tarifas ToU.

Gianfanco Chicco et al. [41] apresentam a classificação de consumidores industriais para o desenho de estruturas tarifárias tendo em conta os seus perfis de consumo. Através de medições de consumo, o estudo começa por caracterizar padrões de carga através de um conjunto de índices que representam as formas das curvas de carga. Um algoritmo automático de *clustering* é utilizado

para a criação de classes de consumidores, sendo cada classe representada pelo seu perfil de carga. Estes perfis são então usados para estudar as margens existentes para a fixação das tarifas para cada classe de consumidores. Num outro estudo [42], fazem uma abordagem similar mas propõem a utilização de duas medidas para quantificar o grau de adequabilidade de cada índice utilizado na classificação dos consumos.

Maigha e M. L. Crow [43] apresentam uma metodologia baseada em *clustering* para obter a estrutura ótima das tarifas ToU (número ótimo de níveis de preço e duração dos períodos). Este método baseia-se em históricos de consumo, tendo em conta a variação nos dias da semana e do fim-de-semana e ainda as variações sazonais. Através da utilização das técnicas de *clustering k-means*, Hierárquica e Modelo de Mistura Gaussiana (GMM), os autores introduzem um índice de performance chamado "Granularidade" para avaliar a eficiência do *cluster*.

Long Zhao et al. [44] apresentam uma pesquisa sobre as causas subjacentes à eficácia/ineficácia dos modelos tarifários ToU quando aplicados a consumidores domésticos. Para tal, é feito um estudo com consumidores domésticos de Shanghai, na China, aos quais são aplicadas estas tarifas e onde são analisados diferentes aspetos, tais como níveis salariais, dimensão das habitações e número de residentes por habitação. Para além disso, também é feita a análise a um dos programas de tarifas ToU no mercado Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), que usa a estratégia de "zero pricing" na aplicação das tarifas, um modelo que é considerado criativo do ponto de vista tarifário.

Shen Zhao e Zhou Ming [45] propõem um conjunto de coeficientes de ajustamento de deslocamento de carga entre períodos para melhorar a precisão do modelo de resposta. O artigo foca-se ainda na construção da relação entre o princípio da psicologia do consumidor e a matriz da elasticidade preço da procura, obtendo coeficientes elásticos da matriz descritos pelos parâmetros do modelo da psicologia do consumidor. É ainda apresentado um método de cálculo da matriz da elasticidade recorrendo a poucos dados e que pode ser corrigida em tempo real.

Cajsa Bartusch et al. [46] apresentam uma estimativa da resposta dos consumidores domésticos na Suécia às tarifas ToU, tendo em consideração a perceção dos consumidores. Os resultados demonstraram que os consumidores têm, de facto, uma reação à atribuição deste tipo de tarifas e atuam de acordo com os preços que são impostos a cada período tarifário, transferindo a procura por eletricidade fora-de-vazio para as alturas de vazio, nomeadamente no que concerne ao uso de eletrodomésticos.

2.6 Resumo da Revisão Bibliográfica

Com esta Revisão Bibliográfica foi possível fazer um resumo das matérias mais importantes que dizem respeito ao papel do comercializador no mercado da eletricidade, bem como a todos os fatores que influenciam as suas atividades. Para além disso, a pesquisa relativa a modelos tarifários

e perfis de consumo servirá como base para a construção da ferramenta a ser desenvolvida no capítulo 3.

A tabela 2.2 apresenta as referências utilizadas, discriminadas por secção e subsecção.

Secção	Subsecção	Referências
O Comercializador e os Mercados	Mercado Grossista	[2], [3], [4], [5], [6], [7]
	Mercado Retalhista	[3], [8], [9], [10]
O Sistema Tarifário	Caracterização das Tarifas Reguladas	[11], [12], [13], [14]
	Mercado Liberalizado e Mercado Regulado	[11], [12], [13], [15]
	Períodos Tarifários	[12], [15]
A Fatura de Eletricidade	A Fatura	[13], [16], [17], [18]
	Sistema de Medição	[17], [20], [19]
	Medição das Grandezas	[17], [20]
Modelos Tarifários	-	[21], [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33]
Perfis de Consumo	-	[34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44], [45], [46]

Tabela 2.2: Referências da Revisão Bibliográfica

Capítulo 3

Metodologia de Criação e Gestão de Tarifários

O presente capítulo apresenta a descrição detalhada de todos os cálculos e parâmetros necessários para a criação dos indicadores que servirão de auxílio à criação e gestão dos tarifários a serem aplicados pela empresa comercializadora. Como a modelização dos indicadores tem como *inputs* os valores resultantes da Caracterização dos Consumidores, da Estrutura de Custos e de Receitas da empresa, pela sua atividade de comercialização, começam-se por caracterizar estes três parâmetros.

Das Características dos Consumidores fazem parte o CAE, o Nível de Tensão, o Ciclo Horário, a Potência Contratada e a Característica de Consumo, esta última constituída pelos Consumos nas Faturas e pela Previsão dos Consumos (perfil de consumo).

Quanto à Estrutura dos Custos, a empresa acarreta com os Custos de Acesso às Redes e com os Custos de Aquisição de Energia. Dentro do Custos de Aquisição de Energia insere-se o custo de aquisição no mercado *spot*, cujo valor é incerto e requer uma previsão por parte da empresa. Assim, reserva-se uma secção neste capítulo dedicada a essa previsão, pela sua relevância na modelização dos indicadores.

Depois, apresenta-se a Estruturação das Receitas, que inclui duas componentes para remuneração dos Custos de Acesso às Redes e uma terceira componente para cobrir os custos no mercado *spot* e providenciar os lucros à comercializadora e da qual faz parte a tarifa de venda de eletricidade.

Por fim, tendo todos os parâmetros e cálculos necessários, apresenta-se então a modelização dos 11 indicadores, que são: a Probabilidade de Perda de Clientes, as Tarifas Iniciais, a Margem de Venda, o Lucro Médio por período horário, o Lucro(%) por período horário, a Possibilidade de Aumento da Margem de Venda, a Possibilidade de Aumento do Lucro Médio, o Lucro Final, a Possibilidade de Aumento do Lucro Final por período horário, a Possibilidade de Aumento do Lucro Final (%) e a possibilidade de obtenção de Vantagem Negocial da Comercializadora face ao Cliente.

A figura 3.1 apresenta uma esquematização de toda esta caracterização e modelização, à qual se sucede a devida descrição.

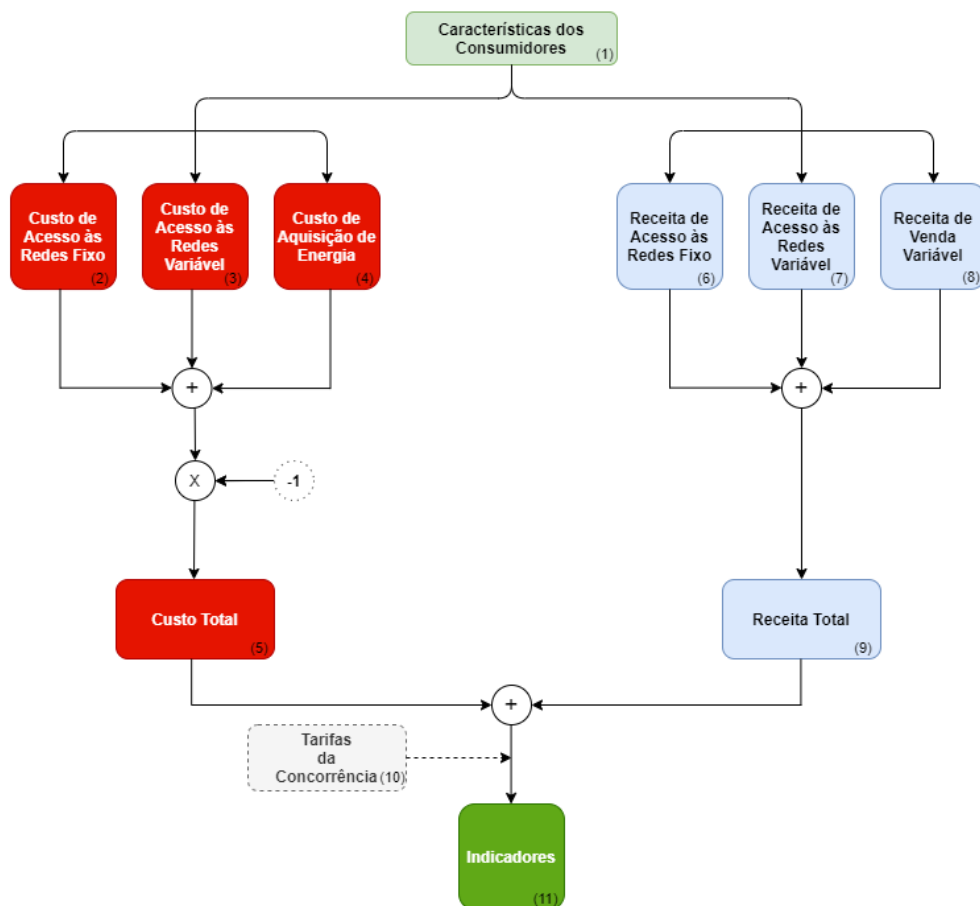


Figura 3.1: Metodologia de Criação e Gestão de Tarifários

3.1 Caracterização dos Consumidores

Consistem-se como Características dos Consumidores (bloco 1): a Classificação de Atividade Económica Portuguesa, o Nível de Tensão, o Ciclo Horário, a Potência Contratada e a Característica de Consumo. Os pontos que se seguem descrevem cada uma destas características.

- Classificação de Atividade Económica Portuguesa (CAE) - é representado por 5 dígitos e tem como objetivo principal classificar e agrupar unidades produtoras de bens e serviços segundo a atividade económica. Assim, cada consumidor deverá ter um CAE associado, respeitante à sua atividade económica. [47]
- Nível de Tensão - BTE e MT (serão analisados consumidores com estes níveis de tensão).

- Ciclo Horário - apresenta três opções (para os níveis de tensão dos clientes que serão analisados):
 - Semanal, para clientes MT e BTE;
 - Semanal Opcional, para clientes MT;
 - Diário, para clientes BTE.
- Potência Contratada - varia de cliente para cliente, tendo em conta a definição dada em 2.3.3, no Capítulo 2;
- Característica de Consumo - constituído por duas partes distintas:
 - Consumos nas Faturas - é referente aos consumos energéticos (kWh), discriminados por período tarifário, presentes nas faturas que os clientes submetem quando procuram um fornecedor de eletricidade, para depois receberem ofertas de tarifários. Os consumos em cada período horário i serão designados por $ConsumoFatura_i$. A percentagem de consumo, face ao consumo total, em cada período horário será designada por $\%ConsumoFatura_{i,n}$ e calcula-se da seguinte forma:

$$\%ConsumoFatura_{i,n} = \frac{ConsumoFatura_{i,n}}{\sum_{i=P.Horario} ConsumoFatura_{i,n}} * 100\% \quad (3.1)$$

em que n representa, neste caso, um consumidor ou um conjunto de consumidores.

- Previsão dos Consumos - a previsão dos consumos é feita recorrendo a uma ferramenta. Esta ferramenta foi desenvolvida pela Marina Vianna, engenheira da Energia Simples, aquando da realização da sua dissertação de mestrado [47]. Como *inputs*, são necessários: o CAE, o Consumo Mensal, as datas faturação, o Ciclo Horário e o ano para o qual se pretende fazer a previsão. Como *outputs* a ferramenta apresenta os consumos energéticos (kWh) anuais previstos, discriminados por período horário, para o cliente em questão. Adicionalmente, pode ainda escolher-se um mês para previsão (*input*) e, nesse caso, a ferramenta apresenta também um gráfico relativo à previsão de consumo para cada hora de cada dia desse mês. Os consumos previstos por cada período horário designar-se-ão por $Previsto_i$. A percentagem de consumo previsto, face ao consumo total previsto, em cada período horário será designada por $\%Previsto_i$ e o seu cálculo é feito da seguinte forma:

$$\%Previsto_{i,n} = \frac{Previsto_{i,n}}{\sum_{i=P.Horario} Previsto_{i,n}} * 100\% \quad (3.2)$$

em que n representa, neste caso, um consumidor ou um conjunto de consumidores. Na verdade, esta ferramenta apresenta o perfil de consumo do cliente (ou conjunto de clientes) mas, como esse perfil é retratado para uma data futura, designou-se aqui por "Previsão" em vez de "Perfil". Assim, neste trabalho designar-se-à o perfil de consumo por "Previsão dos Consumos".

Com estas características, podem modelizar-se os *clusters*. Assim, consumidores com o mesmo CAE, o mesmo Nível de Tensão e o mesmo Ciclo Horário, pertencem ao mesmo *cluster*. A sua notação será: [CAE, Nível de Tensão, Ciclo Horário].

3.2 Estruturação dos Custos de Comercialização

Para além dos custos internos da empresa (não aqui expressamente incluídos), a comercializadora tem custos de venda de energia, nomeadamente o custo de compra de energia no mercado *spot*, intradiário e de derivados e os custos de desvios, multiplicados pelo devido fator de ajuste de perdas, e ainda custos de Acesso às Redes, estes últimos dados pelas Tarifas de Acesso às Redes.

Os custos individuais a serem suportados pela empresa comercializadora são:

- Custo de Acesso às Redes Fixo (bloco 2) (em €) - constituído por duas parcelas:
 - Custo da potência nas horas de ponta (€), dado pela seguinte expressão:

$$Custo_{Potencia,HorasdePonta} = Preço_{TAR,HorasdePonta} * Potencia_{HorasdePonta} \quad (3.3)$$

em que $Preço_{TAR,HorasdePonta}$ é o preço, em €/kW por mês, da potência das horas de ponta das TAR. Este preço é fixo para clientes do mesmo nível de tensão, mas difere para níveis de tensão diferentes. $Potencia_{HorasdePonta}$ é obtido da seguinte forma ($Consumo_{HorasdePonta}$ em kWh):

$$Potencia_{HorasdePonta} = \frac{\sum Consumo_{HorasdePonta}}{n^o HorasdePonta} \quad (3.4)$$

- Custo da potência contratada (€), dado pela seguinte expressão:

$$Custo_{Potencia,Contratada} = Preço_{TAR,Contratada} * Potencia_{Contratada} \quad (3.5)$$

em que $Preço_{TAR,Contratada}$ é o preço da potência contratada, em €/kW por mês, das TAR. Tal como acontece com a potência nas horas de ponta, este preço é fixo para clientes do mesmo nível de tensão, mas difere para níveis de tensão diferentes.

Assim, tem-se que:

$$Custo_{AcessoasRedes,Fixo} = Custo_{Potencia,HorasdePonta} + Custo_{Potencia,Contratada} \quad (3.6)$$

- Custo de Acesso às Redes Variável (bloco 3) (em €) - resulta da multiplicação dos preços energéticos das TAR ($Preço_{TAR,i}$, em €/kWh), discriminados por períodos horários e trimestrais, pelos consumos energéticos (kWh) correspondentes a cada período. Este custo é

definido através da seguinte equação:

$$Custo_{AcessoasRedes,Variavel} = \sum_{i=P.Horario} (Preço_{TAR,i} * Consumo_i) \quad (3.7)$$

- Custo de Aquisição de Energia (bloco 4) no mercado *spot*, intradiário, de derivados e bilateral. O preço da energia adquirida no mercado *spot* e intradiário são desconhecidos, respetivamente, até ao dia anterior à aquisição e até ao dia da aquisição, enquanto que o custo em que a empresa comercializadora incorrerá pela aquisição de energia através de produtos derivados no mercado a prazo é sabido com alguma antecedência, tal como o custo dos contratos bilaterais realizados pela empresa. Assim, torna-se necessário fazer uma projeção futura dos preços no mercado *spot*. Devido à relevância desta previsão no âmbito deste trabalho, dedica-se a secção 3.3 exclusivamente a este ponto.

O custo final de aquisição de energia engloba ainda o perfil de perdas (que difere conforme o cliente seja BTE ou MT) e os custos do gestor do sistema, nos quais se incluem os desvios de consumo. A expressão seguinte apresenta o Custo de Aquisição de Energia no mercado *spot*:

$$Custo_{AquisicaoEnergia,spot} = (Custo_{Previsto} + CGS) * (1 + Perdas) \quad (3.8)$$

em que:

- $Custo_{Previsto} = Preço_{Previsto} * Consumo$
- CGS - Custos do Gestor do Sistema (REN), nos quais se incluem os custos dos desvios (e que, no âmbito deste trabalho, se igualarão aos CGS). Os desvios dizem respeito à diferença entre o valor da energia que a comercializadora efetivamente consome ($EnergiaConsumida_h$) numa determinada hora h e o valor que propôs para aquisição no dia anterior ($EnergiaProposta_h$), para essa mesma hora. Ou seja, resultam de erros de previsão de consumos da carteira de clientes. Quanto melhor for a previsão dos consumos feita pela comercializadora, menores serão os custos dos desvios. O preço energético dos desvios ($Preço_{Desvio,h}$, em €/kWh) são específicos para cada empresa comercializadora. Assim, os custos dos desvios (em €) acarretados pela empresa, para cada hora h , são dados por:

$$CD_h = |EnergiaConsumida_h - EnergiaProposta_h| * Preço_{Desvio,h} \quad (3.9)$$

- $Perdas$ - respeitantes aos perfis de perdas definidos pela ERSE para o ano de 2021, definidas para cada 15 minutos. Por forma a demonstrar como é calculada esta variável, apresenta-se o exemplo para o período temporal que ocorre das 00:00h-00:15h de 01/01/2021. Para este período, a ERSE definiu os seguintes perfis de perdas:

- $p_{AT/RT} = 0,0165832185355398$ - perfil de perdas na rede de transporte relativos à rede MAT, incluindo a transformação MAT/AT;
- $p_{AT} = 0,012497352610536$ - perfil de perdas na rede de distribuição AT;
- $p_{MT} = 0,0345217768397342$ - perfil de perdas na rede de distribuição MT;
- $p_{BT} = 0,08403077854891$ - perfil de perdas na rede de distribuição BT.

A variável *Perdas* toma o valor, para MT e BTE, respetivamente:

$$Perdas_{MT} = (1 + p_{AT/RT}) * (1 + p_{AT}) * (1 + p_{MT}) - 1 = 0,064820661814 \quad (3.10)$$

$$Perdas_{BTE} = (1 + p_{AT/RT}) * (1 + p_{AT}) * (1 + p_{MT}) * (1 + p_{BT}) - 1 = 0,15429837104 \quad (3.11)$$

Assim, o Custo de Aquisição de Energia Total em que a empresa incorre é dado por:

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{AquisicaoEnergia,Total} = & \text{Custo}_{AquisicaoEnergia,spot} + \text{Custo}_{AquisicaoEnergia,Intradiario} + \\ & \text{Custo}_{AquisicaoEnergia,Derivados} + \text{Custo}_{AquisicaoEnergia,Bilateral} \end{aligned} \quad (3.12)$$

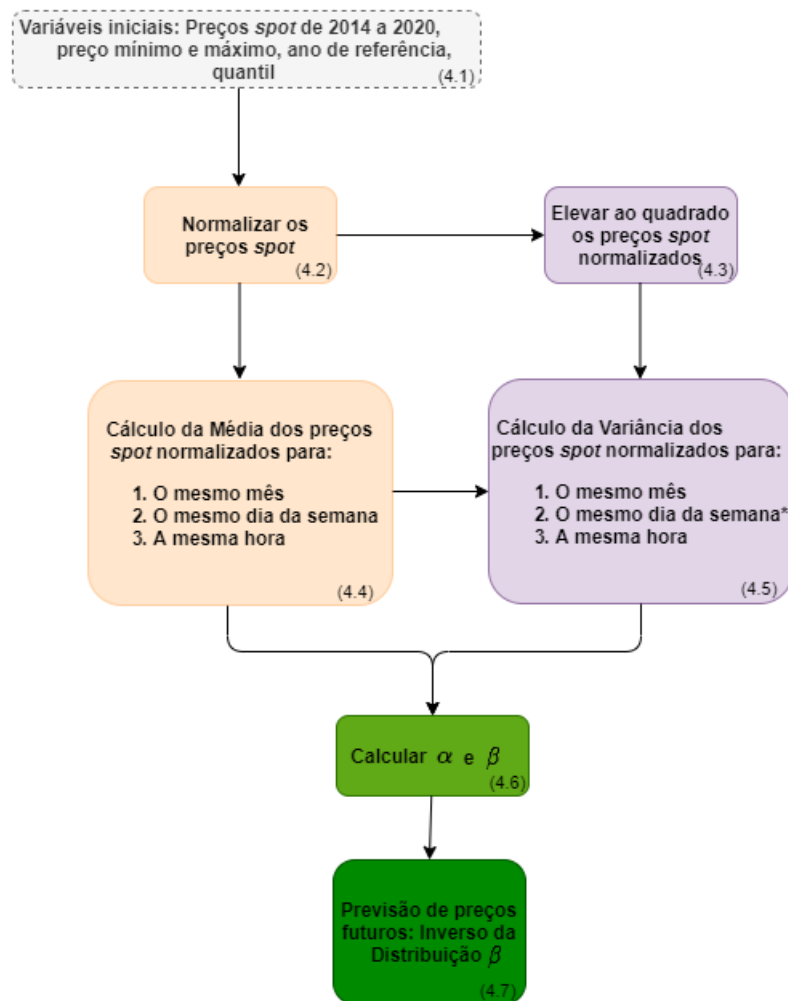
O somatório de todos estes custos dá origem ao custo final total que a comercializadora tem pelo fornecimento de eletricidade a um determinado cliente:

$$\text{Custo}_{Total} = \text{Custo}_{AcessoasRedes,Fixo} + \text{Custo}_{AcessoasRedes,Variavel} + \text{Custo}_{AquisicaoEnergia,Total} \quad (3.13)$$

3.3 Previsão dos Preços *Spot*

Neste trabalho, a modelização da previsão probabilística dos preços *spot* é feita com recurso a uma parametrização com base numa Distribuição Beta (β). Esta previsão responde a uma evolução dos preços médios *spot* anuais e os seus valores dependem da hora, do dia da semana e do mês a serem previstos. Com este tipo de distribuição probabilística é possível fixar limites máximos e mínimos (contrariamente à Distribuição Normal, por exemplo) e ainda ajustar os valores dos seus parâmetros, α e β , o que permite obter uma distribuição de probabilidade de preços *spot* que se assemelha à realidade.

A figura 3.2 apresenta então os passos necessários para a realização desta previsão.

Figura 3.2: Previsão de preços *spot* futuros

Os pontos que se seguem apresentam a caracterização de cada um dos blocos da figura 3.2:

- Variáveis iniciais (bloco 4.1) - são os valores de entrada necessários para a previsão. Aqui incluem-se:
 - os preços *spot* desde 1 de janeiro de 2014 até 31 de dezembro de 2020;
 - preço máximo: 182 (€), valor máximo permitido do preço *spot* no mercado grossista;
 - preço mínimo: 0 (€), os preços *spot* não podem ser negativos;
 - ano de referência: 2017, é o ano a partir do qual se aplica a tendência de evolução dos preços médios anuais;
 - quantil: é definido como o valor que corresponde a uma proporção específica de uma amostra ou população [48]. Para este caso é o valor que indica a percentagem de preços que se encontram abaixo do preço que surge como resultado. Por exemplo: se

para a hora 2, de um sábado, do mês de janeiro, o preço que surge como resultado é 44,30 €/kWh, e o quantil estiver definido como 0,7, então 70% dos preços previstos estarão abaixo de 44,30 €/kWh.

- Normalizar os preços *spot*, de 2014 a 2020 (bloco 4.2) - a normalização é feita através do quociente entre o preço *spot* do ano *ano*, mês *m*, dia da semana *d* e hora *h*, e o preço máximo:

$$Preço_{Normalizado,ano,m,d,h} = \frac{Preço_{ano,m,d,h,spot}}{182} \quad (3.14)$$

- Elevar ao quadrado os preços *spot* normalizados (bloco 4.3):

$$Preço_{Normalizado,ano,m,d,h}^2 \quad (3.15)$$

- Calcular a média (μ) dos preços *spot* normalizados (bloco 4.4) de anos diferentes mas que pertençam ao mesmo mês (janeiro...dezembro), ao mesmo dia da semana (sábado, domingo ou dia útil) e à mesma hora (0:00h - 1:00h, 1:00h - 2:00h, ..., 23:00h - 24:00h). Visto que é calculada uma média e por forma a obter uma previsão mais realista, consideraram-se os feriados como sendo domingos, visto que nestes dias a atividade macroeconómica tende a diminuir. Ou seja, para o mês *m*, o dia *d* e a hora *h*, que se denotará por (m,d,h), tem-se que:

$$\mu_{PreçoNormalizado,(m,d,h)} = \sum_{ano=2014}^{2020} \frac{Preço_{Normalizado,ano,(m,d,h)}}{7} \quad (3.16)$$

- Calcular a variância (*var*) dos preços *spot* normalizados (bloco 4.5) de anos diferentes mas que pertençam ao mesmo mês (janeiro...dezembro), ao mesmo dia (domingo, dia útil ou sábado) e à mesma hora (0:00h - 1:00h, 1:00h - 2:00h, ..., 23:00h - 24:00h). Ou seja, para (m,d,h), tem-se que:

$$var_{PreçoNormalizado,(m,d,h)} = \sum_{ano=2014}^{2020} \frac{Preço_{Normalizado,ano,(m,d,h)}^2}{7} - (\mu_{PreçoNormalizado,(m,d,h)})^2 \quad (3.17)$$

- Calcular α e β (bloco 4.6) para cada hora, dia da semana e mês do ano 2021, dados pelas seguintes expressões:

$$\alpha_{2021,m,d,h} = \mu * \left(\frac{\mu * (1 - \mu)}{var} - 1 \right) \quad (3.18)$$

$$\beta_{2021,m,d,h} = (1 - \mu) * \left(\frac{\mu * (1 - \mu)}{var} - 1 \right) \quad (3.19)$$

Nas equações 3.18 e 3.19, tem-se, respetivamente:

$$\mu = \mu_{PreçoNormalizado,(m,d,h)} \quad (3.20)$$

$$var = var_{PreçoNormalizado,(m,d,h)} \quad (3.21)$$

- Previsão de preços *spot* para o ano 2021 (bloco 4.7). Os valores finais dos preços a prever são obtidos através da distribuição inversa de probabilidade beta, que tem como valores de entrada: o preço mínimo, o preço máximo, o quantil, $\alpha_{2021,m,d,h}$ e $\beta_{2021,m,d,h}$. A estes valores, aplica-se a tendência de evolução dos preços *spot* médios anuais. Esta tendência é obtida através de uma regressão linear dos preços médios de cada um dos anos, 2014 a 2020, e é igual ao declive da reta dessa mesma regressão, que se verifica ser de -0.2%. A tendência é aplicada a partir do ano 2017 até ao ano que se pretende prever (neste trabalho, será 2021). Ou seja, ao preço *spot* resultante da distribuição inversa de probabilidade beta multiplica-se o valor $(2021 - 2017)^{-0.2\%}$, obtendo-se assim o valor do preço previsto. No capítulo 4 será feita uma abordagem prática ao uso da função distribuição de probabilidade beta (*Dist.β*), que permite a obtenção do valor do quantil associado a um preço (tendo este último como entrada), e ao uso da função distribuição inversa de probabilidade beta (*Inv.β*), que permite saber qual o valor do preço associado a um determinado quantil (tendo este último como entrada). [48]

3.4 Estruturação das Receitas de Comercialização

Tal como se verifica com os custos, as receitas da empresa também podem ser decompostas em diversas componentes, que se apresentam nos pontos seguintes:

- Receita de Acesso às Redes Fixa (bloco 6) - é composta por duas parcelas:
 - Receitas correspondentes à potência nas horas de ponta - pretende remunerar o $Custo_{Potencia,HorasdePonta}$. Por norma, as comercializadoras cobram aos clientes um preço igual ao das Tarifas de Acesso à Rede ($Preço_{TAR,HorasdePonta}$), não existindo lucro nesta componente;
 - Receitas correspondentes à potência contratada - de igual forma, também para este caso as comercializadoras costumam cobrar aos clientes o valor do $Custo_{Potencia,Contratada}$, ao igualarem o preço atribuído à potência contratada do cliente a $Preço_{TAR,Contratada}$;

Assim, tem-se que:

$$Receita_{AcessoasRedes,Fixa} = Custo_{AcessoasRedes,Fixo} \quad (3.22)$$

- Receita de Acesso às Redes Variável (bloco 7) - receitas que permitem remunerar a Energia Simples pelo $Custo_{AcessoaRede,Variavel}$, sendo os preços destas tarifas iguais aos das TAR, o que leva a:

$$Receita_{AcessoasRedes,Variavel} = Custo_{AcessoasRedes,Variavel} \quad (3.23)$$

- Receita de Venda Variável (bloco 8) - receita correspondente às tarifas a serem aplicadas pela empresa comercializadora e que deverá cobrir os custos de aquisição de energia no mercado, bem como proporcionar os devidos lucros à empresa. Designando a tarifa para cada período horário por T_i , a receita correspondente ($Receita_{Venda}$) (em €) é dada por:

$$Receita_{Venda} = \sum_{i=P.Horario} (T_i * Consumo_i) \quad (3.24)$$

O somatório das três receitas descritas dá origem à Receita Total:

$$Receita_{Total} = Receita_{AcessoasRedes,Fixo} + Receita_{AcessoasRedes,Variavel} + Receita_{Venda} \quad (3.25)$$

3.5 Modelização dos Indicadores

Tendo-se caracterizados os consumidores, estruturado os custos e as receitas pode-se, por fim, modelizar os indicadores (bloco 11). Para além disso, os indicadores recebem ainda como *inputs* os valores das tarifas das empresas concorrentes (bloco 10). Tal como referido no início do presente capítulo, os indicadores são: a Probabilidade de Perda de Clientes, as Tarifas Iniciais, a Margem de Venda, o Lucro Médio por período horário, o Lucro(%) por período horário, a Possibilidade de Aumento da Margem de Venda, a Possibilidade de Aumento do Lucro Médio, o Lucro Final, a Possibilidade de Aumento do Lucro Final por período horário, a Possibilidade de Aumento do Lucro Final (%) e a possibilidade de obtenção de Vantagem Negocial da Comercializadora face ao Cliente.

Lucro - Desenvolvimento Inicial

O lucro para cada período horário i ($Lucro_i$), resulta da diferença entre a Receita Total e o Custo Total para esse mesmo período horário. O lucro final é então:

$$Lucro = \sum_{i=P.Horario} Lucro_i = \sum_{i=P.Horario} (Receita_{Total,i} - Custo_{Total,i}) \quad (3.26)$$

O $Custo_{Total}$ engloba, para além do $Custo_{AquisicaoEnergia,Total}$, o $Custo_{AcessoasRedes,Fixo}$ e o $Custo_{AcessoasRedes,Variavel}$. No entanto, e como justificado nas equações 3.22 e 3.23, estes dois custos são diretamente compensados na venda de energia através da inclusão da $Receita_{AcessoasRedes,Fixo}$ e da $Receita_{AcessoasRedes,Variavel}$, respetivamente. Assim, a equação 3.26, pode ser substituída por:

$$Lucro = \sum_{i=P.Horario} (Receita_i - Custo_{AquisicaoEnergia,spot,i}) \quad (3.27)$$

Na equação acima (3.27), utilizou-se $Custo_{AquisicaoEnergia,spot}$ em vez de $Custo_{AquisicaoEnergia,Total}$ uma vez que se considerará que a empresa apenas adquire energia no mercado *spot*, resultando isto numa aproximação para os cálculos finais que se irão obter quanto a cada $Lucro_i$ e, por sua vez, quanto ao Lucro final. A expressão real do $Custo_{AquisicaoEnergia,Total}$ está exposta na equação 3.12. No capítulo 4 será feito um desenvolvimento desta expressão, que depende da caracterização dos desvios de consumo. Assim, o **Lucro** apresentado nesta subsecção **não é um indicador**, mas sim o início do desenvolvimento da expressão que, tendo continuação no capítulo 4, dará origem ao $Lucro_i$ (em €/MWh), o Lucro em cada período horário. Com este $Lucro_i$, pode então calcular-se o $LucroMedio_i$ e depois o $LucroFinal$, cujas expressões se apresentam mais adiante.

Lucro Médio

O Lucro Médio (em €/kWh) em cada período horário é dado por:

$$LucroMedio_i = \frac{Lucro_i}{1000 * N^oHoras_i} \quad (3.28)$$

com $Lucro_i$ calculado na secção 4.2, no capítulo 4, pela razão mencionada no parágrafo anterior.

Lucro (%)

Definindo a percentagem de Lucro como o valor de lucro sobre o valor da receita, tem-se que:

$$\%Lucro_i = \frac{LucroMedio_i}{Tarifa_i} * 100\% \quad (3.29)$$

visto que a $Tarifa_i$ é, efetivamente, a receita correspondente a esse período horário (tendo em conta a simplificação de 3.26 para 3.27, e a justificação dada, $Receita_{AcessoasRedes,Fixo}$ e $Receita_{AcessoasRedes,Variavel}$ não são aqui incluídas no valor da receita).

Probabilidade de Perda de Clientes

A Probabilidade de Perda de Clientes (PPC) surge pelo facto de as empresas comercializadoras concorrentes poderem apresentar valores de tarifas mais atraentes (mais baixos) para os consumidores. Ora, visto que aquando da mudança de comercializador os clientes remetem uma fatura ou um conjunto de faturas respetivos a um ou mais meses para que lhes seja feita uma oferta de tarifário, assume-se neste trabalho que o cliente terá noção da sua distribuição de consumo (pelos quatro períodos horários) tendo em conta as faturas que envia para proposta de oferta por parte das empresas comercializadoras. Para além disso, assume-se ainda que o cliente dará como importância a cada tarifa de um período horário o valor da percentagem de consumo nesse período horário. Designando por $\%TM_i$ a percentagem de tarifas melhores (mais baratas) para o período tarifário

i , tem-se que:

$$\%TM_i = \frac{n^{\circ}tarifasmaisbaratas_i}{n^{\circ}tarifasconcorrencia_i} * 100\% \quad (3.30)$$

Assim, a probabilidade de perda de clientes é dada por:

$$PPC = \sum_{i=P.Horario} (\%TM_i * \%ConsumoFatura_i) \quad (3.31)$$

Lucro Final

O Lucro Final anual, em €, para um determinado *cluster* (por exemplo), é obtido através do seguinte cálculo:

$$LucroFinal = \sum_{i=P.Horario} (LucroMedio_i * Previsto_i) \quad (3.32)$$

A tabela 3.1 apresenta os consumos anuais previstos para cada um dos clientes do *cluster* [47540, BTE Diário], que servirá como exemplo para o problema apresentado adiante.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Cliente 1	26702,64	71217,79	9739,18	3020,80
Cliente 2	30798,11	82140,71	11232,91	3484,11
Cliente 3	20247,67	54001,94	7384,87	2290,57
Cliente 4	17051,36	45477,16	6219,09	1928,98

Tabela 3.1: Consumos Anuais (kWh) para o *cluster* [CAE:47540, BTE Diário]

A figura 3.3 apresenta, para o mesmo *cluster*, a variação da Probabilidade de Perda de Clientes em função do Lucro Final.

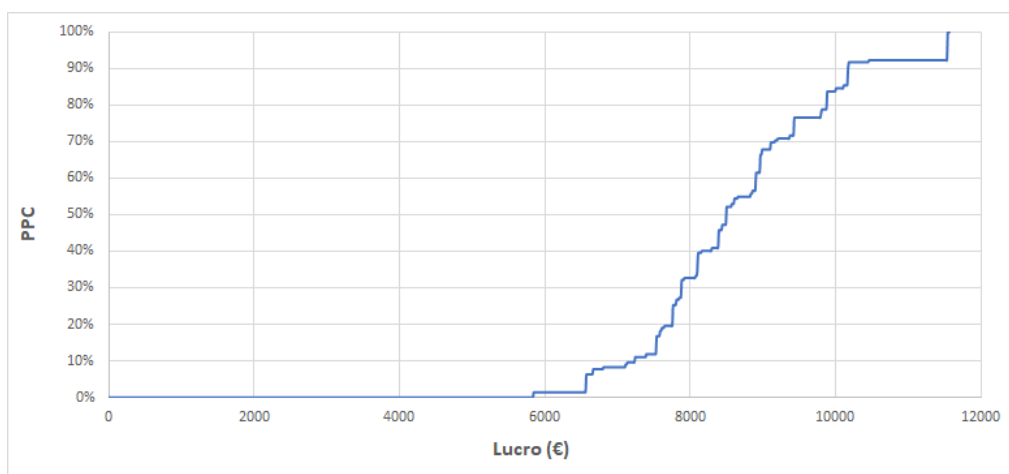


Figura 3.3: Lucro Final (€) e PPC para o *cluster* [CAE:47540, BTE Diário]

Repare-se que no intervalo $LucroFinal \in [0\text{€}; 4000\text{€}]$ há um aumento de Lucro sem que haja um aumento da PPC. Assim, não faria sentido que a comercializadora definisse valores para as quatro $Tarifa_i$ (aplicadas a este tipo de consumidores) tal que o lucro resultasse em 2000€, quando poderia obter um lucro de 4000€ sem incorrer num aumento de PPC. O intervalo dado como exemplo não é unico, tal como observável na figura, e esta situação será abordada através da modelização da Possibilidade de Aumento da Margem de Venda.

Margens de Venda

Ao invés de os trabalhadores da comercializadora terem de definir as tarifas através da escrita direta dos seus valores, pode-se definir uma tarifa inicial sobre a qual se aplica uma Margem de Venda, dada em valores percentuais. Assim, é nesta Margem de Venda que os trabalhadores podem definir o seu valor, obtendo assim cada uma das $Tarifa_i$, através da seguinte expressão:

$$Tarifa_i = TarifaInicial_i * (1 + MargemdeVenda_i) \quad (3.33)$$

Como tal, torna-se necessário decidir qual o valor a atribuir a cada $TarifaInicial_i$. Assim, define-se aqui este último como sendo o valor que origina $Lucro_i = 0$. Consequentemente, a $TarifaInicial_i$ é uma tarifa mínima para o período horário i , visto que é a partir deste valor que, fazendo variar a Margem de Venda para valores superiores 0, se obtém $LucroMedio_i > 0$.

Tarifa Inicial

Atendendo às expressões 4.15 (dependente do desenvolvimento feito no capítulo 4) e 3.28, e aumentando gradualmente o valor da $Tarifa_i$ entre um valor (inicial) que resulte em $LucroMedio_i < 0$ e um outro valor (final) que resulte em $LucroMedio_i > 0$, faz-se então passar o $LucroMedio_i$ por 0, permitindo assim definir-se o valor da $TarifaInicial_i$. A figura 3.4 apresenta essa variação, em que o período horário é da Ponta e o ciclo é BTE Diário.

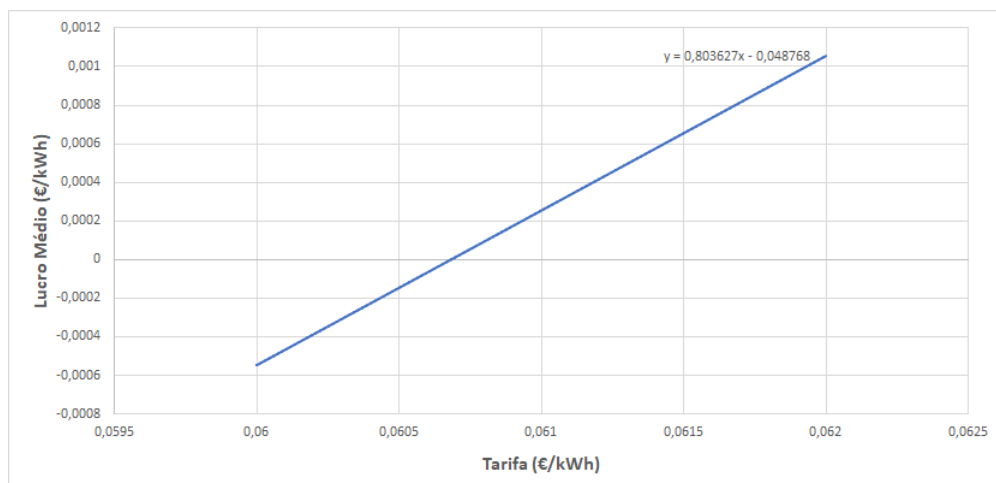


Figura 3.4: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, ponta

Atendendo à equação que representa a regressão linear dos pontos obtidos - para valores de $Tarifa_i \in [0.06; 0.062]$ - e que se encontra visível na figura (onde $y = LucroMedio_{ponta}$, $0.803627 = Declive_{Lucro/Tarifa,ponta}$, $x = Tarifa_{ponta}$ e $0.048768 = ordenada_{origem,i}$) então:

$$LucroMedio_i = Declive_{Lucro/Tarifa,i} * Tarifa_i - ordenada_{origem,i} \quad (3.34)$$

Aplicando ao exemplo:

$$LucroMedio_{ponta} = 0.803627 * Tarifa_{ponta} - 0.048768$$

$$<=> 0 = 0.803627 * Tarifa_{ponta} - 0.048768$$

$$<=> 0.048768 = 0.803627 * Tarifa_{ponta} \quad (3.35)$$

$$<=> \frac{0.048768}{0.803627} = Tarifa_{ponta}$$

$$<=> Tarifa_{ponta} = 0.060685 \text{ €/kWh}$$

Assim, esta $Tarifa_{ponta}$ é, na verdade, a $TarifaInicial_{ponta}$. É sobre esta tarifa que se aplicará a $MargemdeVenda_{ponta}$, de acordo com a expressão 3.33. A mesma lógica é aplicada aos restantes períodos horários e restantes ciclos horários (equação 3.34) e os gráficos que apresentam esta relação encontram-se no anexo A.

Possibilidade de Aumento da Margem de Venda

Para se resolver o problema exposto no parágrafo que se segue à figura 3.3, pode-se apresentar um indicador que permite à comercializadora saber qual a possibilidade de aumento da margem de venda que tem para cada período i , sem que incorra num aumento da probabilidade de perda de clientes. Designando $TarifaSeguinte_i$ como a menor das tarifas que é superior à tarifa atualmente aplicada no período i pela comercializadora, a possibilidade de aumento da margem de venda ($PAMV_i$) calcula-se da seguinte forma:

$$PAMV_i < \frac{TarifaSeguinte_i}{TarifaInicial_i} * 100\% - 100\% - MargemdeVenda_i \quad (3.36)$$

Foi utilizado o sinal "<" uma vez que se considera que em caso de a tarifa da comercializadora ter o mesmo valor que a tarifa da concorrência, então o consumidor escolheria a concorrência, ou seja, é uma modelização de "pior cenário possível" para a comercializadora.

Possibilidade de Aumento de Lucro

Tendo a possibilidade de aumento da margem de venda, também se pode saber qual a possibilidade de aumento de lucro em cada período horário, sem que haja aumento da PPC. Para tal, começa-se por verificar qual a evolução do $LucroMedio_i$ em função da $MargemdeVenda_i$. A figura 3.5 apresenta o gráfico com essa evolução, também para o período de ponta e o ciclo BTE Diário. Na figura está também presente a equação que representa a regressão linear dos pontos que permitiram traçar o gráfico.

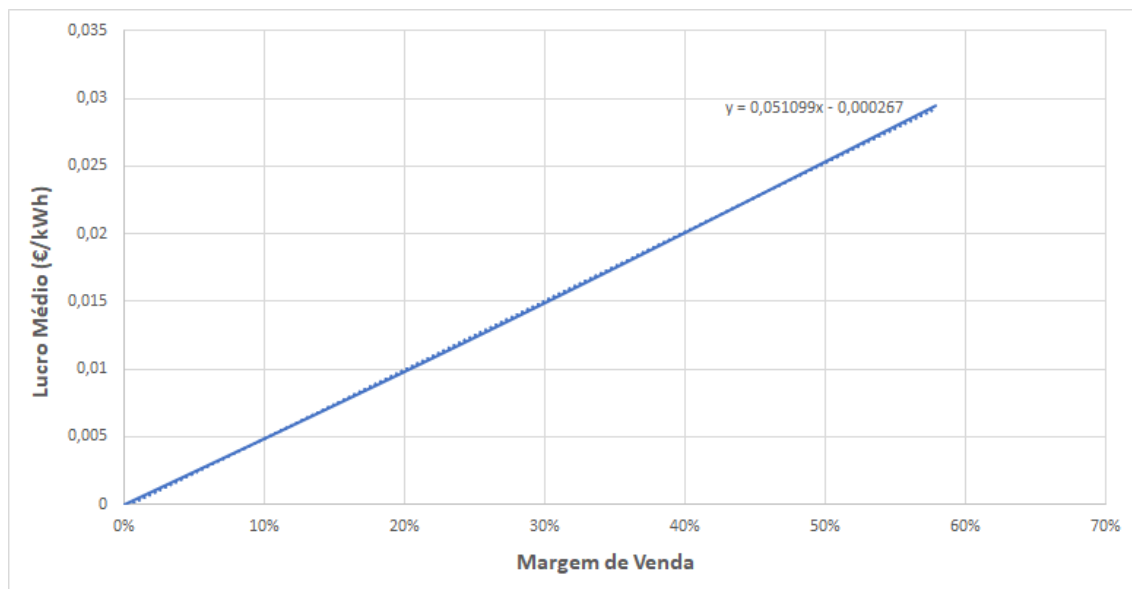


Figura 3.5: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, ponta

Como é observável, a regressão linear é dada pela expressão:

$$y = 0.051099 * x - 0.000267 \quad (3.37)$$

na qual $y = LucroMedio_{ponta}$, $x = MargemdeVenda_{ponta}$ e $0.051099 = Declive_{Lucro/Margem,i}$.

Desta forma, tem-se que:

$$\begin{aligned} LucroMedio_i &= Declive_{Lucro/Margem,i} * MargemdeVenda_{ponta} \\ \Leftrightarrow LucroMedio_{ponta} &= 0.051099 * MargemdeVenda_{ponta} \end{aligned} \quad (3.38)$$

Faz-se notar que, ao contrário do desenvolvimento apresentado em 3.35, para este caso o valor da ordenada na origem não é tido em conta uma vez que apenas se pretende saber o declive da reta (de facto, o seu valor deveria ser 0 e não o é devido a aproximações de cálculos). Os gráficos que apresentam a evolução do lucro médio em função da margem de venda para os restantes períodos, níveis de tensão e ciclos horários encontram-se no anexo B. Assim, por forma a saber qual a possibilidade de aumento de $LucroMedio_{ponta}$ (em €/kWh) - $PALM_i$ - e de $LucroFinal_{ponta}$ (em

€) - $PALF_i$, este último para um *cluster*, recorre-se, respetivamente, às expressões 3.39 e 3.40:

$$\begin{aligned} PALM_i &< Declive_{Lucro/Margem,i} * PAMV_i \\ \Leftrightarrow PALM_{ponta} &< 0.051099 * PAMV_{ponta} \end{aligned} \quad (3.39)$$

$$\begin{aligned} PALF_i &< Declive_{Lucro/Margem,i} * PAMV_i * Previsto_{i,cluster} \\ \Leftrightarrow PALF_{ponta} &< 0.051099 * PAMV_{ponta} * Previsto_{ponta,cluster} \end{aligned} \quad (3.40)$$

em que $Previsto_{i,cluster} = \sum_{cliente} Previsto_{i,cliente} \forall cliente \in cluster$. Repare-se que $PALF_i = PALM_i * Previsto_{i,cluster}$.

Pode ainda calcular-se a possibilidade de aumento do lucro final, em termos percentuais (%):

$$\%PALF < \frac{\sum_{i=P.Horario} PALF_i}{LucroFinal} * 100\% \quad (3.41)$$

Também na modelização de $PALM_i$, $PALF_i$ e $\%PALF$ se utiliza o sinal "<", pela justificação já dada quanto à modelização de $PAMV_i$ (3.36).

Vantagem Negocial para a Comercializadora

Designando T_i como o valor da tarifa aplicada no período horário i (e recordando as definições de $\%ConsumoFatura_i$ e $\%Previsto_i$, dadas por 3.1 e 3.2, respetivamente) então diz-se que a comercializadora apresenta vantagem negocial sobre o cliente se:

$$\sum_{i=P.Horario} (T_i * \%Previsto_i) > \sum_{i=P.Horario} (T_i * \%ConsumoFatura_i) \quad (3.42)$$

Significa isto que se considera existir vantagem negocial do lado da comercializadora quando o valor mensal (médio) que será faturado a longo prazo é mais elevado do que o valor que será apresentado na oferta ao consumidor. Esta vantagem surge do facto de a comercializadora conseguir fazer uma previsão do consumo do cliente. A comercializadora tem desvantagem face ao cliente quando, na equação 3.42, o sinal ">" é substituído por "<". Diz-se que não há vantagem nem desvantagem se o sinal for de igualdade ("="). Por forma a serem calculados os valores que, eventualmente, permitirão que a empresa apresente vantagem face ao consumidor, a equação 3.42

pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=P.Horario} (T_i * \%Previsto_i) - \sum_{i=P.Horario} (T_i * \%ConsumoFatura_i) > 0 \\
 & \Leftrightarrow \sum_{i=P.Horario} (T_i * \%Previsto_i - T_i * \%ConsumoFatura_i) > 0 \\
 & \Leftrightarrow \sum_{i=P.Horario} T_i * (\%Previsto_i - \%ConsumoFatura_i) > 0 \\
 & \Leftrightarrow \sum_{i=P.Horario} T_i * \%Diferenca_i > 0
 \end{aligned} \tag{3.43}$$

em que $\%Diferenca_i = \%Previsto_i - \%ConsumoFatura_i$. Repare-se que como:

$$\sum_{i=P.Horario} \%Previsto_i = 100\% \tag{3.44}$$

e

$$\sum_{i=P.Horario} \%ConsumoFatura_i = 100\% \tag{3.45}$$

então:

$$\sum_{i=P.Horario} \%Diferenca_i = 0\% \tag{3.46}$$

Para além disso, é ainda imperativa a seguinte condição:

$$T_{ponta} > T_{cheias} > T_{vazionormal} > T_{supervazio} \tag{3.47}$$

Como nem sempre é possível obter a vantagem do lado da comercializadora, deverão verificar-se os casos em que tal ocorre (e em que condições) e os casos contrários. A tabela 3.2 (página seguinte) apresenta esses casos. As colunas "Positivo" e "Negativo" apresentam, respetivamente, os períodos horários em que a $\%Diferenca$ é um valor positivo e negativo. A coluna "Vantagem?" apresenta se há ou não possibilidade de vantagem para cada um dos casos e: se a resposta for "SEMPRE", então independentemente dos valores das tarifas em cada período horário, a comercializadora terá sempre vantagem face ao consumidor; se a resposta for "NUNCA" - sublinhada a vermelho, então a empresa nunca conseguirá ter vantagem face ao consumidor, independentemente dos valores que das tarifas em cada período horário; se a resposta for "SIM.SE" significa que a comercializadora pode ter vantagem face ao consumidor contanto que cumpra uma determinada condição, como se demonstrará adiante; o Caso 8 apresenta a resposta "DEPENDENTE" porque a possibilidade de haver vantagem depende dos valores da $\%Diferenca$.

Caso	Positivo	Negativo	Vantagem?
1	ponta	cheias, vazio normal, super vazio	SEMPRE
2	cheias	ponta, vazio normal, super vazio	SIM.SE
3	vazio normal	ponta, cheias, super vazio	SIM.SE
4	super vazio	ponta, cheias, vazio normal	NÃO
5	ponta, super vazio	cheias, vazio normal	SIM.SE
6	ponta, vazio normal	cheias, super vazio	SIM.SE
7	cheias, vazio normal	ponta, super vazio	SIM.SE
8	cheias, super vazio	ponta, vazio normal	DEPENDE
9	ponta, cheias	vazio normal, super vazio	SIM.SE
10	vazio normal, super vazio	ponta, cheias	NÃO
11	ponta, cheias, vazio normal	super vazio	SEMPRE
12	ponta, cheias, super vazio	vazio normal	SIM.SE
13	ponta, vazio normal, super vazio	cheias	SIM.SE
14	cheias, vazio normal, super vazio	ponta	NÃO

Tabela 3.2: Possibilidade de Vantagem para a comercializadora

Por forma a se justificar o porquê de cada um dos casos apresentar possibilidade, ou não, de vantagem por parte da empresa, fazem-se as devidas demonstrações, nas quais se designará:

- $\%Diferença_i$ por $\%D_i$;
- o período de ponta por p ;
- o período de cheias por c ;
- o período de vazio normal por v ;
- o período de super vazio por sv .

Apresenta-se aqui, como exemplo, o Caso 10, no qual não é possível a obtenção de vantagem.

Caso 10

Pretende-se desenvolver a inequação seguinte (3.48) e verificar se é verdadeira (obtenção de vantagem) ou falsa (não é possível vantagem).

$$T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \quad (3.48)$$

Para este caso: $\%D_p < 0$, $\%D_c < 0$, $\%D_v > 0$ e $\%D_{sv} > 0$. Tal como expresso na equação 3.46, tem-se então que:

$$\begin{aligned} \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\ \Leftrightarrow \%D_v &= -\%D_p - \%D_c - \%D_{sv} \end{aligned} \quad (3.49)$$

Demonstração:

$$T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0$$

$$\Leftrightarrow T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * (-\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}) + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \quad (3.50)$$

$$\Leftrightarrow \%D_p * (T_p - T_v) + \%D_c * (T_c - T_v) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) > 0$$

Como $\%D_p * (T_p - T_v) < 0$ e $\%D_c * (T_c - T_v) < 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) < 0$, o lado esquerdo da inequação 3.50 é sempre um número negativo, significando isso que a inequação é falsa. Logo, quaisquer que sejam as tarifas aplicadas pela comercializadora, esta estará sempre em desvantagem.

No anexo C, apresentam-se as demonstrações matemáticas para os outros treze casos.

Capítulo 4

Aplicação da Metodologia

Apresentam-se neste capítulo os resultados obtidos através da aplicação do modelo exposto no capítulo 3. Começa-se por fazer uma caracterização estatística dos preços dos desvios e dos próprios desvios de consumo para, de seguida, se demonstrar como se consegue simplificar o cálculo do $Custo_{AquisicaoEnergia,spot}$. Com a simplificação deste cálculo, apresenta-se como é calculado o lucro de venda de energia, na secção 4.2. Depois, é testada a implementação das tarifas atualmente aplicadas pela Energia Simples. Para tal, recorre-se às faturas de diversos clientes e à ferramenta de previsão de consumos disponibilizada pela empresa. Os resultados serão demonstrados com: um único cliente; um *cluster*; um conjunto de consumidores que, pertencendo a *clusters* diferentes, têm o mesmo nível de tensão e o mesmo ciclo horário. Por fim, faz-se uma análise aos resultados obtidos.

4.1 Caracterização dos Desvios de Consumo

Para a caracterização dos desvios de consumos, foram utilizados os dados referentes aos desvios horários incorridos pela comercializadora durante o ano de 2019 e de 2020, bem como os preços (em €/kWh) associados a cada um destes desvios que, tal como referido no capítulo 3, são valores específicos atribuídos individualmente a cada empresa comercializadora. Para o tratamento destes dados, foi feita uma média para cada hora (h) do dia dos preços *spot*, dos preços dos desvios, dos consumos agregados dos clientes da empresa e ainda dos módulos dos desvios de energia, para os dois anos, cujas expressões de cálculo são dadas por 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4, respetivamente.

$$MediaPreço_{spot,h} = \frac{\sum Preço_{spot,h}}{N^oHoras,h} \quad (4.1)$$

$$MediaPreço_{Desvio,h} = \frac{\sum Preço_{Desvio,h}}{N^oHoras,h} \quad (4.2)$$

$$MediaConsumo_h = \frac{\sum Consumo_h}{N^o Horas, h} \quad (4.3)$$

$$Media|Desvio|_h = \frac{\sum |Desvio_h|}{N^o Horas, h} \quad (4.4)$$

A tabela seguinte apresenta esses valores, em que a coluna "Preço *Spot*" contém a média dos preços *spot*, a coluna "Preço de Desvio" contém a média dos preços dos desvios, a coluna "Consumo" contém a média dos consumos agregados dos clientes da comercializadora e a coluna "Módulo do Desvio" contém a média dos módulos dos desvios de energia.

Horas	Preço <i>Spot</i> (€/kWh)	Preço de Desvio (€/kWh)	Consumo (MWh)	Módulo do Desvio (MWh)
0:00h - 1:00h	40,65	5,05	43,35	2,07
1:00h - 2:00h	37,68	5,31	40,12	1,79
2:00h - 3:00h	35,39	4,72	38,34	1,66
3:00h - 4:00h	34,16	4,82	37,55	1,60
4:00h - 5:00h	33,71	5,02	36,98	1,55
5:00h - 6:00h	34,81	5,62	36,91	1,53
6:00h - 7:00h	37,71	5,53	37,43	1,52
7:00h - 8:00h	41,38	5,82	39,53	1,73
8:00h - 9:00h	43,30	5,08	44,01	2,06
9:00h - 10:00h	44,40	5,68	54,99	2,71
10:00h - 11:00h	43,82	5,37	60,55	3,07
11:00h - 12:00h	43,05	7,55	62,48	3,26
12:00h - 13:00h	42,70	5,15	64,11	3,47
13:00h - 14:00h	42,31	5,17	58,62	3,22
14:00h - 15:00h	40,88	5,62	58,44	3,37
15:00h - 16:00h	39,55	5,75	61,94	3,69
16:00h - 17:00h	39,67	5,94	61,73	3,70
17:00h - 18:00h	41,51	5,96	60,73	3,62
18:00h - 19:00h	44,07	5,49	58,83	3,68
19:00h - 20:00h	46,55	5,88	56,95	3,24
20:00h - 21:00h	47,80	5,25	55,58	2,89
21:00h - 22:00h	47,55	4,36	53,62	2,68
22:00h - 23:00h	45,14	4,72	51,94	2,45
23:00h - 24:00h	41,86	5,34	47,75	2,21

Tabela 4.1: Consumos e Médias dos Preços *Spot*, Preços de Desvios e Módulos dos Desvios

A partir da tabela 4.1 é possível calcular a percentagem dos preços dos desvios face aos preços *spot* ($\%preço_h$), bem como dos módulos dos desvios face aos consumos totais ($\%desvio$), para cada hora h . Assim, as equações 4.5 e 4.6 apresentam, respetivamente, esses cálculos:

$$\%preço_h = \frac{MediaPreço_{Desvio,h}}{MediaPreço_{spot,h}} * 100\% \quad (4.5)$$

$$\%desvio_h = \frac{Media|Desvio|_h}{Consumos} * 100\% \quad (4.6)$$

Os valores calculados estão representados no gráfico da figura 4.1.

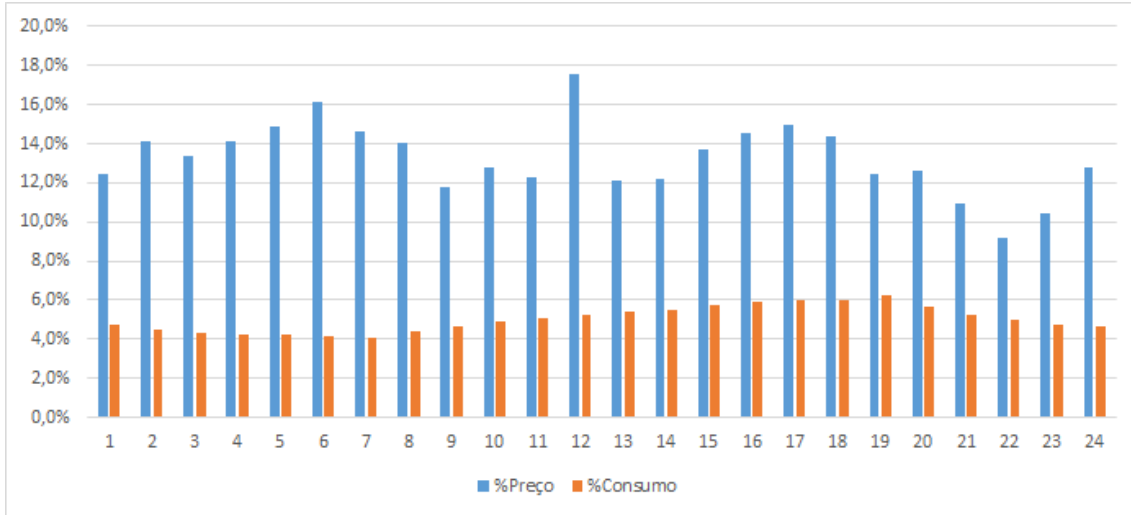


Figura 4.1: Percentagens dos preços e dos desvios face ao preço *spot* e ao consumo, respetivamente

Calculando a média de cada um destes valores, tem-se que:

$$Media\%preço = \frac{\sum_{h=1}^{24} \%preço_h}{24} = 13.27\% \quad (4.7)$$

$$Media\%desvio = \frac{\sum_{h=1}^{24} \%desvio_h}{24} = 5.02\% \quad (4.8)$$

Repete-se aqui a equação 3.8, exposta no Capítulo 3, por forma a desenvolvê-la com as novas variáveis calculadas:

$$Custo_{AquisicaoEnergia,spot,h} = (Custo_{Previsto,h} + CGS_h) * (1 + Perdas_h) \quad (4.9)$$

em que:

- $Custo_{Previsto,h} = Preço_{spot,h} * Consumo_h$, sendo $Preço_{spot,h}$ o preço previsto com recurso à Distribuição β
- $CGS_h = CD_h = |EnergiaConsumida_h - EnergiaProposta_h| * Preço_{Desvio,h}$
 $= |Desvio|_h * Preço_{Desvio,h}$

Considerando que os valores dos preços *spot*, dos preços de desvios e dos desvios de consumo tendem, no longo prazo, para os seus valores médios e atendendo ainda às expressões 4.5 e 4.6, pode-se desenvolver a equação 4.9 da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 Custo_{AquisicaoEnergia,spot,h} &= (Custo_{Previsto,h} + CGS_h) * (1 + Perdas_h) \\
 &= (Preço_{spot,h} * Consumo_h + |Desvio|_h * Preço_{Desvio,h}) * (1 + Perdas_h) \\
 &= (Preço_{spot,h} * Consumo_h + \frac{|Desvio|_h}{Consumo_h} * Consumo_h * Preço_{Desvio,h}) * (1 + Perdas_h) \\
 &= (Preço_{spot,h} * Consumo_h + \%desvio_h * Consumo_h * Preço_{Desvio,h}) * (1 + Perdas_h) \\
 &= (Preço_{spot,h} * Consumo_h + \%desvio_h * Consumo_h * \frac{Preço_{Desvio,h}}{Preço_{spot,h}} * Preço_{spot,h}) * (1 + Perdas_h) \\
 &= (Preço_{spot,h} * Consumo_h + \%desvio_h * Consumo_h * \%preço_h * Preço_{spot,h}) * (1 + Perdas_h) \\
 &= (Preço_{spot,h} * Consumo_h + Preço_{spot,h} * Consumo_h * \%desvio_h * \%preço_h) * (1 + Perdas_h) \\
 &= Preço_{spot,h} * Consumo_h * (1 + \%desvio_h * \%preço_h) * (1 + Perdas_h)
 \end{aligned} \tag{4.10}$$

Substituindo na expressão 4.10 os valores de $\%preço_h$ e $\%desvio_h$ pelos seus valores médios (4.7 e 4.8, respetivamente) pela razão indicada no parágrafo anterior, fica:

$$\begin{aligned}
 Custo_{AquisicaoEnergia,spot,h} &= Preço_{spot,h} * Consumo_h * (1 + Media\%desvio * Media\%preço) * (1 + Perdas_h) \\
 &= Preço_{spot,h} * Consumo_h * (1 + 0.0502 * 0.1327) * (1 + Perdas_h) \\
 &= Preço_{spot,h} * Consumo_h * 1.0067 * (1 + Perdas_h)
 \end{aligned} \tag{4.11}$$

4.2 Caracterização do Lucro de Venda de Energia

Apresenta-se nesta secção o desenvolvimento da expressão 3.27. Este desenvolvimento pode agora ser feito porque já foi feita a caracterização dos desvios de consumo que, por sua vez, permitiram desenvolver a expressão do $Custo_{AquisicaoEnergia,spot,h}$ até ficar na forma dada em 4.11.

Assim, dependendo dos valores das tarifas aplicadas em cada período horário pela comercializadora, estes valores podem, ou não, ser superiores ao $Custo_{AquisicaoEnergia,spot,i}$. No primeiro caso, há lucro para a comercializadora e no segundo há prejuízo.

Assim, o lucro ou prejuízo (para o ano de 2021) associado à aquisição de energia em cada período horário é dado pela expressão 4.12 (na qual se denomina o resultado como $Lucro_i$, e que resulta efetivamente num lucro se o valor for positivo e num prejuízo se o seu valor for negativo):

$$\begin{aligned}
 Lucro_i &= \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} (Receita_h - Custo_{AquisicaoEnergia,spot,h}) \forall h \in i \\
 &= \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} \left(Tarifa_h * Consumo_h - 1.0067 * Preço_{spot,h} * Consumo_h * (1 + Perdas_h) \right) \forall h \in i \\
 &= \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} \left([Tarifa_h - 1.0067 * Preço_{spot,h} * (1 + Perdas_h)] * Consumo_h \right) \forall h \in i
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

Para que, efetivamente, haja lucro no período horário i , então: $Lucro_i > 0$. Como tal, a equação 4.12 pode ser desenvolvida da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 Lucro_i &> 0 \\
 &\Leftrightarrow \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} \left([Tarifa_h - 1.0067 * Preço_{spot,h} * (1 + Perdas_h)] * Consumo_h \right) > 0 \forall h \in i \\
 &\Leftrightarrow \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} (Tarifa_h * Consumo_h) > \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} (1.0067 * Preço_{spot,h} * (1 + Perdas_h) * Consumo_h) \forall h \in i \\
 &\Leftrightarrow \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} \frac{Tarifa_h}{1.0067 * (1 + Perdas_h)} > \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} Preço_{spot,h} \forall h \in i \\
 &\Leftrightarrow \sum_{h=1}^{N^oHoras,i} \left(\frac{Tarifa_h}{1.0067 * (1 + Perdas_h)} - Preço_{spot,h} \right) > 0 \forall h \in i
 \end{aligned} \tag{4.13}$$

Designando $\frac{Tarifa_h}{1.0067 * (1 + Perdas_h)}$ por $Tarifa_{spot,h}$, a inequação 4.13 fica:

$$\sum_{h=1}^{N^oHoras,i} (Tarifa_{spot,h} - Preço_{spot,h}) > 0 \forall h \in i \tag{4.14}$$

Repare-se que se a inequação for verdadeira, significa isso que há lucro e se for falsa que há prejuízo, para o período horário i .

Em termos práticos, a diferença $Tarifa_{spot,h} - Preço_{spot,h}$ é calculada, para qualquer hora h , utilizando as seguintes variáveis e funções:

- $Q_{Tarifa} = Dist.\beta(Tarifa_{spot,h}, \alpha, \beta, 0, 182)$ - Valor do quantil associado à $Tarifa_{spot,h}$. Significa isto que a $Tarifa_{spot,h}$ é superior ao preço $spot$ dessa hora com $Q_{Tarifa}\%$ de probabilidade;
- $VMI_{spot,h} = Inv.\beta(Q_{Tarifa}/2, \alpha, \beta, 0, 182)$ - $VMI_{spot,h}$ é o Valor Médio dos preços $spot$ para os quantis inferiores a Q_{Tarifa} , obtido com recurso à inversão da Distribuição β e cujo quantil associado é metade do quantil associado à tarifa.
- $VMS_{spot,h} = Inv.\beta([1 + Q_{Tarifa}]/2, \alpha, \beta, 0, 182)$ - $VMS_{spot,h}$ é o Valor Médio dos preços $spot$ para os quantis superiores a Q_{Tarifa} , obtido com recurso à inversão da Distribuição β e cujo quantil associado é metade da "distância" entre o quantil associado à tarifa e o quantil máximo: 1.

O $Lucro_i$, em €/MWh, é então dado por:

$$Lucro_i = \sum_{h=1}^{N^o \text{ Horas}, i} \left(Q_{Tarifa} * (Tarifa_{spot,h} - VMI_{spot,h}) + (1 - Q_{Tarifa}) * (Tarifa_{spot,h} - VMS_{spot,h}) \right) \forall h \in i \quad (4.15)$$

Na equação 4.15, assumiu-se que a média dos preços $spot$ para os quantis superiores ou inferiores a um determinado quantil é igual à mediana, o que não é verdade. A figura 4.2 apresenta a Distribuição β dos preços $spot$ para a primeira hora do dia 1 de janeiro de 2021 (que, por ser feriado, é tratado como um domingo). Para esta hora, dia e mês: $\alpha = 4.70797$ e $\beta = 13.93234$.

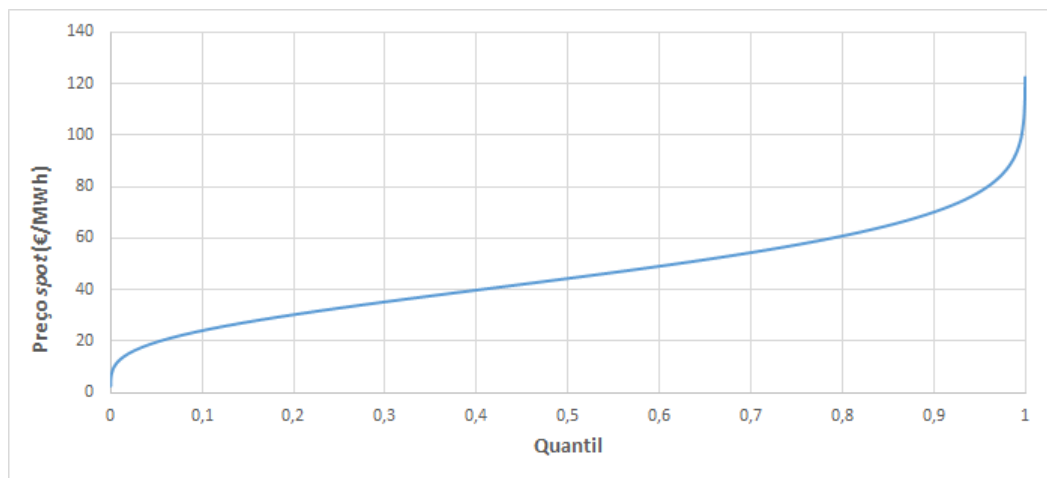


Figura 4.2: Evolução dos Preços $spot$ em função do Quantil

Repare-se que para $Q_{Tarifa} = 0.5$, $VMI_{spot,h}$ será superior ao verdadeiro valor da média de preços *spot* para $quantil < 0.5$, uma vez que o gráfico não apresenta sempre o mesmo declive no intervalo $quantil \in [0;0.5]$ e que o declive é muito superior nas redondezas de $quantil = 0$. Isto significa que esta variável torna o Lucro inferior àquele que é o seu verdadeiro valor. Por outro lado, mas seguindo a mesma lógica, $VMS_{spot,h}$ será inferior ao verdadeiro valor da média de preços *spot* para $quantil > 0.5$, significando isto que esta variável torna o Lucro superior àquele que é o seu verdadeiro valor. Apesar disto, pelo facto de que para se obter os valores exatos da média dos preços acima ou abaixo de um determinado quantil se teria de pesar os produtos da variável (preço) pela probabilidade e integrar ao longo da maior partição de quantis possível (por exemplo, 1000 quantis), então a aproximação é aceitável em troca dos benefícios da redução do poder de cálculo.

4.3 Resultados para a Energia Simples

Tal como referido no início do presente capítulo, nesta secção apresentam-se os resultados da aplicação das tarifas da Energia Simples a conjuntos de clientes de diferentes dimensões:

- um único cliente - Cliente 1 do *cluster* [47540, BTE, Diário];
- um *cluster* - [47540, BTE, Diário];
- um conjunto de clientes de diversos *clusters* e que apresentem o mesmo nível de tensão e o mesmo ciclo horário - BTE Diário.

Escolheram-se os clientes com nível de tensão BTE e com ciclo horário Diário uma vez que é o conjunto nível de tensão + ciclo horário que a empresa disponibilizou mais faturas. No entanto, para além de BTE Diário, também se teve acesso a faturas de clientes BTE Semanal, MT Semanal e MT Semanal Opcional.

Os CAEs utilizados para validação de resultados foram aqueles que tinham um número de clientes não reduzido. Estes são: 47540, 56101, 68100, 01500, 84113, 41100, 55117, 56303 e 68322. A descrição dos CAEs encontra-se no anexo D, e os resultados correspondentes a BTE Semanal, MT Semanal e MT Semanal Opcional no anexo E (nem todos os níveis de tensão + ciclo horário apresentam clientes de todos os CAEs).

Para a obtenção dos resultados pretendidos, teve de se recorrer a uma ferramenta de previsão de consumos. Esta ferramenta foi desenvolvida pela Marina Vianna, engenheira da Energia Simples, aquando da realização da sua dissertação de mestrado [47]. Como *inputs*, são necessários: o CAE, o consumo mensal, as datas de início e fim dos consumos, o ciclo horário e o ano para o qual se pretende fazer a previsão.

4.3.1 Resultados Gerais para BTE Diário

Há um conjunto de resultados de indicadores que são gerais a todos os clientes que pertencem ao mesmo nível de tensão e com o mesmo ciclo horário, uma vez que estes mesmos resultados não dependem dos valores dos consumos, e que são: o Lucro Médio, o Lucro (%), as Tarifas Iniciais, as Margens de Venda, a Possibilidade de Aumento de Margem de Venda e a Possibilidade de Aumento de Lucro Médio. Assim, apresentam-se aqui esses resultados, bem como as tarifas aplicadas pela empresa e pela concorrência.

Tarifas da Energia Simples

Para o ano de 2021, as tarifas aplicada pela Energia Simples aos clientes BTE Diário estão expostas na tabela 4.2.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Tarifas (€/kWh)	0,088905	0,084585	0,076234	0,069036

Tabela 4.2: Tarifas da Energia Simples para BTE Diário

Tarifas da Concorrência

Para além das tarifas da Energia Simples, importa também expôr quais as tarifas da concorrência a que a empresa tem acesso e com as quais consegue fazer uma comparação direta. Assim, as tarifas aplicadas pela concorrência encontram-se na tabela 4.3.

	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Concorrente 1	0,095718	0,090705	0,083529	0,073892
Concorrente 2	0,091718	0,086705	0,079529	0,069892
Concorrente 3	0,090591	0,085882	0,079210	0,070191
Concorrente 4	0,086591	0,081882	0,075210	0,066191
Concorrente 5	0,088218	0,083205	0,076029	0,066392
Concorrente 6	0,084718	0,079705	0,072529	0,070092
Concorrente 7	0,081349	0,080717	0,078673	0,077094
Concorrente 8	0,084067	0,080059	0,072947	0,064076
Concorrente 9	0,085567	0,081559	0,074447	0,065576
Concorrente 10	0,087067	0,083059	0,075947	0,067076
Concorrente 11	0,088567	0,084559	0,077447	0,068576
Concorrente 12	0,083067	0,079059	0,071947	0,063076
Concorrente 13	0,078880	0,076219	0,071135	0,066834

Tabela 4.3: Tarifas aplicadas pela concorrência para BTE Diário

Tarifas Melhores que a da Energia Simples

Com as tabelas 4.2 e 4.3 pode-se obter a percentagem de tarifas do lado da concorrência que, para cada período horário, são melhores (menores) do que as aplicadas pela Energia Simples, através da expressão 4.4, presente no capítulo 3. Assim, a tabela 4.4 apresenta essas percentagens.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Tarifas Melhores	76,92%	76,92%	61,54%	61,54%

Tabela 4.4: Percentagem de Tarifas Melhores

Lucro Médio

No capítulo 3 e no presente capítulo, a expressão 3.28 em conjunto com a expressão 4.15, permitiram definir o cálculo do Lucro Médio obtido pela empresa tendo em função das tarifas aplicadas. Assim, a tabela 4.5 apresenta os valores deste Lucro para cada período horário.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Lucro Médio (€/kWh)	0,023534	0,023925	0,022690	0,024314

Tabela 4.5: Lucro Médio por período horário

%Lucro

A tabela 4.6 apresenta as percentagens de Lucro em cada período horário, tal como definido na equação 3.29.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Lucro (%)	26,47%	28,29%	29,76%	35,22%

Tabela 4.6: %Lucro por período horário

Tarifa Inicial

Tal como definido no capítulo 3, através da expressão 3.34, apresentam-se na tabela 4.7 os valores da *Tarifa Inicial* para cada período horário.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Tarifa Inicial (€/kWh)	0,060685	0,056111	0,050251	0,041935

Tabela 4.7: Tarifa Inicial para cada período horário

Margens de Venda

Na expressão 3.33, definiu-se o valor da $Tarifa_i$ em função da $MargemdeVenda_i$ e da $TarifaInicial_i$. Como se está aqui a avaliar os resultados da aplicação das $Tarifa_i$ e não a definir os seus valores, e como se conhece o valor das $TarifaInicial_i$, então reescreve-se a expressão por forma a se obter $MargemdeVenda_i$:

$$MargemdeVenda_i = \frac{Tarifa_i}{TarifaInicial_i} - 100\% \quad (4.16)$$

Assim, a tabela 4.8 apresenta os valores da Margem de Venda resultantes das tarifas aplicadas pela Energia Simples, face aos valores calculados das Tarifas Iniciais.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Margem de Venda	46,50%	50,75%	51,71%	64,63%

Tabela 4.8: Margens de Venda

Possibilidade de Aumento de Margem de Venda

Através da utilização da expressão 3.36 e atendendo aos valores das tabelas 4.3, 4.7 e 4.8, pode-se calcular a possibilidade de aumento da margem de venda em cada período horário (sem que haja aumento da PPC). Exemplificando para o período da ponta, tem-se que:

- $TarifaSeguinte_{ponta} = 0.090591 \text{ €/kWh}$;
- $TarifaInicial_{ponta} = 0.060685 \text{ €/kWh}$;
- $MargemdeVenda_{ponta} = 46.50\%$

Assim:

$$\begin{aligned}
 PAMV_{ponta} &< \frac{TarifaSeguinte_{ponta}}{TarifaInicial_{ponta}} - MargemdeVenda_{ponta} - 100\% \\
 &< \frac{0.090591}{0.060685} - \frac{46.50\%}{100} - \frac{100\%}{100} \\
 &< 0.0278 \\
 &< 2.78\%
 \end{aligned} \quad (4.17)$$

A tabela 4.9 apresenta então a $PAMV_i$ de cada um dos períodos horários, em valores percentuais.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
PAMV	2,78%	2,31%	2,41%	2,04%

Tabela 4.9: Possibilidade de Aumento da Margem de Venda

Possibilidade de Aumento de Lucro Médio

Apresentam-se também aqui os valores do $Declive_{Lucro/Margem,i}$ nos quatro períodos horários, obtidos através da regressão linear, cujo exemplo foi exposto com o gráfico da figura 3.4, no capítulo 3. Estes declives permitirão o cálculo da possibilidade de aumento de lucro final (por período horário). Os valores obtidos encontram-se na tabela 4.10.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Declive	0,051099	0,047574	0,044419	0,038195

Tabela 4.10: $Declive_{Lucro/Margem,i}$ para BTE Diário

Assim, com os valores de $PAMV_i$ e $Declive_{Lucro/Margem,i}$, pode então calcular-se a possibilidade de aumento de lucro médio, através da expressão 3.39. A tabela 4.11 apresenta esses resultados.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
PALM	0,001420	0,001100	0,001072	0,000780

Tabela 4.11: $PALM_i(€/kWh)$ para BTE Diário

4.3.2 Resultados para um cliente

Apresentam-se aqui os resultados para o Cliente 1 do *cluster* [47540, BTE, Diário].

Os passos necessários para a obtenção dos resultados finais são apresentados na ordem que se segue:

1. Exposição dos Consumos e datas na Fatura;
2. Cálculo do Consumo Mensal;
3. Previsão feita pela Ferramenta;

4. Cálculo de %ConsumoFatura, %Previsto e %Diferença;
5. Verificação do Caso;
6. Cálculo da Probabilidade de Perda de Clientes;
7. Cálculo do Lucro Final, PALF e %PALF.

1 Exposição dos Consumos e datas na Fatura

Os valores de consumo energético presentes na fatura que o cliente submeteu para obtenção de oferta por parte da Energia Simples, bem como as datas a que respeitam esse consumo, encontram-se na tabela 4.12.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio	Data de início do consumo	Data de fim do consumo
Cliente 1	1533	5321	818	465	09/12/2020	08/01/2021

Tabela 4.12: Consumo (kWh) e Datas da Fatura do Cliente 1

2 Cálculo do Consumo Mensal

Como a ferramenta de previsão de consumo exige a declaração do consumo mensal (kWh) de cada cliente, este é calculado da seguinte forma:

$$ConsumoMensual_{cliente} = \frac{ConsumoTotal_{Fatura} * 31}{N^o Dias} \quad (4.18)$$

sendo $N^o Dias$ o número total de dias a que respeita a fatura. Assim, os consumos mensais (em kWh) estão presentes na tabela 4.13.

	Consumo mensal
Cliente 1	8137

Tabela 4.13: Consumo Mensal (kWh) do Cliente 1

3 Previsão feita pela Ferramenta

A previsão feita pela ferramenta encontra-se na tabela 4.14 e diz respeito aos consumos energéticos anuais discriminados por período horário.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Cliente 1	26702,64	71217,79	9739,18	3020,80

Tabela 4.14: Previsão do Consumo Anual (kWh) para o Cliente 1

4 Cálculo de %ConsumoFatura, %Previsto e %Diferença

Com os valores de consumo da fatura (tabela 4.12) e da previsão de consumo (tabela 4.14), pode-se calcular, respetivamente, $\%ConsumoFatura_i$ e $\%Previsto_i$ através das expressões 3.1 e 3.2, expostas no capítulo 3. Com estes valores pode depois calcular-se $\%Diferença_i = \%Previsto_i - \%ConsumoFatura_i$, tal como definido em 3.43. A tabela 4.15 apresenta os valores destas três variáveis para cada período horário.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Consumo Fatura	18,84%	65,39%	10,05%	5,71%
Previsto	24,13%	64,35%	8,80%	2,73%
Diferença	5,29%	-1,05%	-1,25%	-2,99%

Tabela 4.15: %ConsumoFatura, %Previsto e %Diferença para o Cliente 1

5 Verificação do Caso

Com os valores de $\%Diferença_i$ - tabela 4.15 - e efetuando uma pesquisa na tabela 3.2 permite afirmar que se está na presença do Caso 1, o que significa que a comercializadora tem sempre vantagem face ao cliente.

6 Cálculo da Probabilidade de Perda de Clientes

Com a percentagem de tarifas melhores do que as da Energia simples, expostas na tabela 4.4, bem como com os valores de $\%ConsumoFatura_i$, expostos na tabela 4.15, pode-se calcular a probabilidade de perda deste cliente recordando-se a expressão 3.31:

$$PPC_{Cliente1} = \sum_{i=P.Horario} (\%TM_i * \%ConsumoFatura_{i,Cliente1}) = 74.50\% \quad (4.19)$$

7 Cálculo do Lucro Final, PALF e %PALF

O Lucro Final para o Cliente 1 é:

$$LucroFinal_{Cliente1} = \sum_{i=P.Horario} (LucroMedio_i * Previsto_{i,Cliente1}) = 2626.74 \text{ €} \quad (4.20)$$

A possibilidade de aumento deste Lucro Final em cada período horário ($PALF_i$) é obtido recordando a expressão 3.40, e os seus valores apresentam-se na tabela 4.16.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
PALF	37,91 €	78,32 €	10,44 €	2,36 €

Tabela 4.16: Possibilidade de Aumento de Lucro com o Cliente 1

Se se fizer o somatório dos $PALF_i$ obtém-se a possibilidade de aumento de lucro final total:

$$PALF_{Total} < \sum_{i=P.Horario} PALF_i = 129.03 \text{ €} \quad (4.21)$$

Se, por fim, se calcular a percentagem de possibilidade de aumento de lucro final face ao lucro que se obtém com a aplicação das tarifas da empresa, obtém-se a possibilidade de aumento de lucro em termos percentuais (tal como dado em 3.41).

$$\%PALF < \frac{PALF_{Total}}{LucroFinal} * 100\% = 4.91\% \quad (4.22)$$

4.3.3 Resultados para um cluster

Apresentam-se aqui os resultados para o Cluster [47540, BTE, Diário]. Os passos a executar para a obtenção destes resultados são:

- 1 Exposição dos Consumos e datas na Fatura;
- 2 Cálculo do Consumo Mensal;
- 3 Previsão feita pela Ferramenta;
- 4 Cálculo de %Previsto e %PesoCliente;
- 5 Cálculo de %ConsumoFatura e %Diferença;
- 6 Verificação do Caso;
- 7 Cálculo da Probabilidade de Perda de Clientes;
- 8 Cálculo do Lucro Final, PALF e %PALF.

1 Exposição dos Consumos e datas na Fatura

A tabela 4.17 apresenta os valores dos consumos (em kWh) presentes nas faturas remetidas pelos clientes, bem como as datas de início e de fim desses consumos.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio	Data de início do consumo	Data de fim do consumo
Cliente 1	1533	5321	818	465	09/12/2020	08/01/2021
Cliente 2	1631	6498	776	480	09/01/2021	08/02/2021
Cliente 3	1096	3311	680	466	09/02/2021	08/03/2021
Cliente 4	1024	2971	725	476	09/03/2021	08/04/2021

Tabela 4.17: Consumos nas Faturas dos clientes $\in$ [47540, BTE, Diário]

2 Cálculo do Consumo Mensal

Tal como foi feito para o Cliente 1, volta-se aqui a calcular o consumo mensal para os clientes:

$$ConsumoMensual_{cliente} = \frac{ConsumoTotal_{Fatura} * 31}{N^o Dias} \quad (4.23)$$

Assim, os consumos mensais (em kWh) estão presentes na tabela 4.18.

	Consumo mensal
Cliente 1	8137
Cliente 2	9385
Cliente 3	5553
Cliente 4	5196

Tabela 4.18: Consumo Mensal (kWh)

3 Previsão feita pela Ferramenta

Com as datas das faturas e os valores dos consumos mensais pode então fazer-se a previsão dos consumos de cada cliente para cada período horário, para o ano de 2021, com recurso à ferramenta. As percentagens dos valores previstos para cada período horário face ao consumo total de um cliente são iguais para todos os clientes do mesmo *cluster*. Os resultados da previsão de consumos anuais para cada cliente estão expostos na tabela 4.19.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Cliente 1	26702,64	71217,79	9739,18	3020,80
Cliente 2	30798,11	82140,71	11232,91	3484,11
Cliente 3	20247,67	54001,94	7384,87	2290,57
Cliente 4	17051,36	45477,16	6219,09	1928,98

Tabela 4.19: Previsão Anual (kWh) dos Consumos dos clientes ∈ [47540, BTE, Diário]

4 Cálculo de %Previsto e %PesoCliente

Pela razão mencionada no parágrafo anterior, os valores de consumo percentuais em cada período horário podem ser obtidos através dos consumos anuais de qualquer um dos clientes, da seguinte forma:

$$\%Previsto_{i,cluster} = \frac{Previsto_{i,n}}{\sum_{i=P.Horario} Previsto_{i,n}} * 100\% \quad \forall n \in cluster \quad (4.24)$$

sendo que n designa um dos n clientes que pertence ao *cluster* (neste caso, são quatro). Assim, a tabela 4.20 apresenta a previsão da percentagem de consumo para cada período horário, para o [47540, BTE, Diário].

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Previsão	24,13%	64,35%	8,80%	2,73%

Tabela 4.20: %Previsto para o *cluster* [47540, BTE, Diário]

Com os valores de consumo anuais previstos para cada cliente, calcula-se o peso (em termos de consumo) de cada um deles:

$$\%PesoCliente_n = \frac{Previsto_n}{\sum_{n=1}^{N^o \text{ Clientes}} Previsto_n} * 100\% \quad (4.25)$$

em que $Previsto_n$ é o consumo total anual previsto do cliente n , em kWh. A tabela 4.21 apresenta o peso de cada cliente, em termos percentuais.

	Peso do Cliente
Cliente 1	28,17%
Cliente 2	32,49%
Cliente 3	21,36%
Cliente 4	17,99%

Tabela 4.21: Peso dos Clientes

5 Cálculo de %ConsumoFatura e %Diferença

Como são necessários para obter o valor da probabilidade de perda, calculam-se as percentagens de consumo em cada período horário dos consumos presentes nas faturas dos clientes - tabela 4.17. Esta variável designa-se por $\%ConsumoFatura_i$ e foi inicialmente exposta na equação 3.42. O seu cálculo, para cliente, é realizado da seguinte forma:

$$\%ConsumoFatura_{i,n} = \frac{\%ConsumoFatura_{i,n}}{\sum_{i=P.Horario} \%ConsumoFatura_{i,n}} * 100\% \quad (4.26)$$

A tabela 4.22 apresenta esses resultados.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Cliente 1	18,84%	65,39%	10,05%	5,71%
Cliente 2	17,38%	69,24%	8,27%	5,11%
Cliente 3	19,74%	59,63%	12,25%	8,39%
Cliente 4	19,71%	57,18%	13,95%	9,16%

Tabela 4.22: $\%ConsumoFatura$ para os clientes $\in [47540, BTE, Diário]$

Através do $\%PesoCliente_n$ e $\%ConsumoFatura_{i,n}$ pode calcular-se $\%ConsumoFatura_{i,cluster}$:

$$\%ConsumoFatura_{i,cluster} = \sum_{n=1}^{N^o \text{ Clientes}} (\%ConsumoFatura_{i,n} * \%PesoCliente_n) \quad (4.27)$$

A tabela 4.23 apresenta os valores de $\%ConsumoFatura_{i,cluster}$.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Cluster	18,71%	63,93%	10,64%	6,71%

Tabela 4.23: $\%ConsumoFatura$ para o cluster [47540, BTE, Diário]

Assim, a $\%Diferença_i$ é dada por:

$$\%Diferença_i = \%Previsto_{i,cluster} - \%ConsumoFatura_{i,cluster} \quad (4.28)$$

A tabela 4.24 apresenta os valores da $\%Diferença_i$.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Diferença	5,41%	0,41%	-1,84%	-3,98%

Tabela 4.24: Valores da $\%Diferença$ em cada Período Horário

6 Verificação do Caso

Atendendo ao sinal da $\%Diferença$ em cada período horário e fazendo uma pesquisa na tabela 3.2, nota-se que se está na presença do Caso 9. Assim, tem-se que:

$$T_{sv} < \frac{-T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v}{-\%D_p - \%D_c - \%D_v} \wedge T_p > T_c > T_v > T_{sv}$$

$$\Leftrightarrow T_{sv} < 0.094324 \wedge T_p > T_c > T_v > T_{sv} \quad (4.29)$$

$$\Leftrightarrow 0.069036 < 0.094324 \wedge 0.088905 > 0.084585 > 0.076234 > 0.069036$$

Verifica-se que as desigualdades da inequação 4.29 são verdadeiras, o que significa que com as tarifas que a empresa aplica atualmente, consegue ter vantagem sobre este conjunto de clientes.

7 Cálculo da Probabilidade de Perda de Clientes

Para cada cliente, a probabilidade de perda de clientes é dada através da expressão 3.31. A tabela 4.25 apresenta a probabilidade de perda de cada cliente.

PPC	
Cliente 1	74,50%
Cliente 2	74,86%
Cliente 3	73,75%
Cliente 4	73,37%

Tabela 4.25: Probabilidade de Perda dos Clientes

Pode então obter-se a Probabilidade de Perda de Clientes para o *cluster*, através da seguinte expressão:

$$PPC_{cluster} = \sum_{n=1}^{N^o \text{ Clientes}} (PPC_n * PesoCliente_n) = 74.25\% \quad (4.30)$$

8 Cálculo do Lucro Final, PALF e %PALF

O Lucro Final (anual), em €, que a empresa obtém com este conjunto de clientes é obtido recordando a expressão 3.32, que se repete aqui:

$$\begin{aligned}
 LucroFinal_{cluster} &= \sum_{i=P.Horario} (LucroMedio_i * Previsto_{i,cluster}) \\
 &= \sum_{i=P.Horario} (LucroMedio_i * \sum_{n=1}^{N^o Clientes} Previsto_{i,n}) \\
 &= 9325.46 \text{ €}
 \end{aligned} \tag{4.31}$$

Por último, através dos valores da $PAMV_i$ (tabela 4.9), do $Declive_{Lucro/Margem,i}$ (tabela 4.10) e dos valores dos consumos anuais previstos (tabela 4.19), pode então calcular-se a possibilidade de aumento do lucro final em cada período horário ($PALF_i$), da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 PALF_i &< Declive_{Lucro/Margem,i} * PAMV_i * Previsto_{i,cluster} \\
 &<=> PALF_i < Declive_{Lucro/Margem,i} * PAMV_i * \sum_{n=1}^{N^o Clientes} Previsto_{i,n}
 \end{aligned} \tag{4.32}$$

A tabela 4.26 apresenta esses resultados, em €.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
PALF	€ 134,59	€ 278,04	€ 37,07	€ 8,36

Tabela 4.26: Possibilidade de Aumento de Lucro Final em cada período horário

Se se fizer o somatório dos $PALF_i$ obtém-se a possibilidade de aumento de lucro final total:

$$PALF_{Total} < \sum_{i=P.Horario} PALF_i = 458.06 \text{ €} \tag{4.33}$$

Se, por fim, se calcular a percentagem de possibilidade de aumento de lucro final face ao lucro que se obtém com a aplicação das tarifas da empresa, obtém-se a possibilidade de aumento de lucro em termos percentuais.

$$\%PALF < \frac{PALF_{Total}}{LucroFinal} * 100\% = 4.91\% \quad (4.34)$$

4.3.4 Resultados para todos os clientes com nível de tensão e ciclo horário iguais

Apresentam-se aqui os resultados para o caso em que se agregam todos os clientes com nível de tensão BTE e ciclo Diário.

Os cálculos executados para cada um dos *clusters* são os que estão presentes na secção anterior (4.3.3).

A tabela 4.27 (página seguinte) apresenta esses mesmos resultados. A coluna "Caso" apresenta o Caso respetivo a cada *cluster*, para os quais se fazem notar duas situações distintas:

- o formato da célula é "Nº do Caso, condição para obtenção de vantagem": ocorre para todos os *clusters* excepto para o [55117, BTE, Diário]. Para estes *clusters*, é possível obtenção de vantagem por parte da comercializadora caso a condição seja verdadeira. O período horário da tarifa utilizada na condição é o mesmo que apresentado na última linha da inequação do caso respetivo, cujo desenvolvimento se encontra no anexo C;
- o formato da célula é "Nº do Caso, N": ocorre para o *cluster* [55117, BTE, Diário], no qual nunca é possível a obtenção de vantagem .

A coluna "Peso" apresenta a percentagem de consumo previsto dos *clusters* face ao consumo total previsto (de todos os consumidores BTE Diário), sendo os valores nela presentes calculados da seguinte forma:

$$Peso_{cluster} = \frac{PrevistoTotal_{cluster}}{\sum_{cluster=1}^{N^o Clusters} PrevistoTotal_{cluster}} * 100\% \quad (4.35)$$

em que:

$$PrevistoTotal_{cluster} = \sum_{n=1}^{N^o Clientes} \sum_{i=P.Horario} Previsto_{i,n,cluster} \quad \forall n \in cluster \quad (4.36)$$

Sublinhou-se, a vermelho, o Caso para o *cluster* com CAE 56101 porque neste caso a condição para obtenção de vantagem não é cumprida com as tarifas atualmente aplicadas pela Energia Simples.

CAE	Nº Clientes	PPC	Caso	Peso	Lucro	PALFp	PALFc	PALFv	PALFsv
47540	4	74,25%	9, Tsv < 0,094324	10,28%	9 325,46 €	134,59 €	278,04 €	37,07 €	8,36 €
56101	12	73,03%	3, Tsv < 0,047307	0,81%	731,23 €	8,43 €	18,15 €	6,43 €	1,95 €
68100	17	70,90%	2, Tc > 0,074714	10,52%	9 501,98 €	108,95 €	211,49 €	89,34 €	38,61 €
01500	1	71,36%	6, Tv > 0,060512	2,41%	2 172,44 €	26,49 €	43,86 €	23,33 €	9,15 €
84113	25	71,78%	7, Tsv < 0,070171	21,71%	19 614,24 €	208,04 €	447,69 €	187,51 €	78,79 €
41100	5	71,86%	2, Tc > 0,077879	5,43%	4 909,49 €	55,97 €	122,45 €	38,24 €	16,30 €
55117	20	71,72%	10, N	28,62%	25 822,00 €	294,61 €	545,36 €	268,03 €	109,06 €
56303	6	69,98%	12, Tsv > 0,018224	8,18%	7 410,67 €	73,46 €	155,80 €	62,66 €	47,37 €
68322	14	71,62%	12, Tsv > 0,056269	12,04%	10 873,73 €	124,68 €	242,02 €	102,23 €	44,18 €

Tabela 4.27: Resultados para os *clusters* BTE Diário

Para se obter a probabilidade de perda de clientes do conjunto dos *clusters* basta fazer o somatório da multiplicação da PPC de cada um pelo seu peso:

$$PPC_{Total} = \sum_{cluster=1}^{N^o \text{ Clusters}} (PPC_{cluster} * Peso_{cluster}) = 71.76\% \quad (4.37)$$

Para se obter o Lucro Final e os os $PALF_i$ do conjunto agregado dos *clusters*, basta fazer os somatórios 4.38 e 4.39, respetivamente.

$$LucroFinal_{Total} = \sum_{cluster=1}^{N^o \text{ Clusters}} LucroFinal_{cluster} = 90361.24 \text{ €} \quad (4.38)$$

$$PALF_{i,Total} = \sum_{cluster=1}^{N^o \text{ Clusters}} PALF_{i,cluster} \quad (4.39)$$

Os valores de $PALF_{i,Total}$ encontram-se na tabela 4.28.

PALFp	PALFc	PALFv	PALFsv
1 035,22 €	2 064,87 €	814,85 €	353,77 €

Tabela 4.28: $PALF_{i,Total}$ (€) para BTE Diário

Se se fizer o somatório dos $PALF_{i,Total}$ obtém-se a possibilidade de aumento de lucro final total:

$$PALF_{Total} = \sum_{i=P.Horario} PALF_{i,Total} < 4268.71 \text{ €} \quad (4.40)$$

Se, por fim, se calcular a percentagem de possibilidade de aumento de lucro final face ao lucro que se obtém com a aplicação das tarifas da empresa, obtém-se a possibilidade de aumento de

lucro em termos percentuais.

$$\%PALF < \frac{PALF_{Total}}{LucroFinal_{Total}} * 100\% = 4.72\% \quad (4.41)$$

4.3.5 Análise dos Resultados

Como se verifica, nos três casos é possível a comercializadora aumentar a sua Margem de Venda sem que para isso incorra num aumento da probabilidade de perda de clientes. Este aumento da Margem de Venda permite, para o caso do Cliente 1 e do *cluster* [47540, BTE, Diário], um aumento do Lucro até 4.91% (exclusive - atente-se o sinal "<"). No caso de agregação de todos os clientes BTE Diário, poderia verificar-se um aumento do Lucro até 4.72% (exclusive).

Como se verifica pelas tabelas que expõem os valores das tarifas aplicada pela Energia Simples e pela concorrência, estas são definidas até à sexta casa decimal. Visto que para o Cliente 1 e para o *cluster* [47540, BTE, Diário] a comercializadora se encontra em vantagem face ao cliente, não se faz aqui nenhuma sugestão específica quanto a estes dois casos, a não ser o do aumento da margem de venda até a um valor máximo que resultasse numa tarifa com a sexta casa decimal um algarismo abaixo da sexta casa decimal da tarifa seguinte da concorrência.

Já no caso do agregamento dos clientes BTE Diário pode reescrever-se a expressão deste Caso (expressão C.8), por forma a que a condição fique em função de T_v , em vez de T_{sv} . Tal levaria a que se obtivesse como condição para a obtenção de vantagem negocial: $T_v > 0.082579 \text{ €/kWh}$. O ideal seria então poder aumentar o valor desta tarifa sem que a empresa incorresse num aumento da probabilidade de perda de clientes. Fixando a tarifa T_v em 0.082579 €/kWh , o aumento de margem de venda (AMV_v) é de:

$$\begin{aligned} AMV_v &= \frac{T_v}{TarifaInicial_v} - 100\% - MargemdeVenda_v \\ &= \frac{0.082579}{0.050251} - 100\% - 51.71\% = 12.62\% \end{aligned} \quad (4.42)$$

Como $AMV_v > PAMV_v \Leftrightarrow 12.62\% > 2.41\%$, então para se garantir a vantagem por parte da comercializadora há uma maior probabilidade de perda de clientes.

Recalculando $\%TM_v$, a tabela 4.29 apresenta os valores de $\%TM_i$, que são iguais aos da tabela 4.4 exceto no período de vazio normal.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Tarifas Melhores	76,92%	76,92%	92,31%	61,54%

Tabela 4.29: Novos valores de Percentagens de Tarifas Melhores

Assim, recorrendo à expressão 4.30, a nova PPC para este *cluster* é de 78.05%, um aumento 5.02 pontos percentuais face à PPC obtida com as tarifas originais da empresa.

Como a relação entre o $LucroMedio_i$ e a $MargemdeVenda_i$ é linear (relação dada pelo $Declive_{Lucro/Margem,i}$), então pode-se ainda calcular o aumento do lucro resultante do aumento do valor da tarifa correspondente ao período de vazio normal. Para tal, deverá saber-se qual a percentagem de consumo (prevista) do cliente nesse período, valor que se encontra exposto na tabela 4.30.

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
[56101, BTE, Diário]	19,20%	53,35%	19,38%	8,07%

Tabela 4.30: %Previsto para o *cluster* [56101, BTE, Diário]

A percentagem de aumento de Lucro Final seria então de:

$$\%AumentodeLucroFinal = 12.62\% * 19.38\% = 2.45\% \quad (4.43)$$

Assim, cabe à empresa decidir se opta pela aumento da PPC em favor da obtenção de vantagem face ao consumidor e de um aumento de 2.45% do Lucro Final ou se prefere continuar com a desvantagem mas sem incorrer num aumento da PPC e do Lucro Final.

Capítulo 5

Conclusões

Apresentam-se neste capítulo as conclusões que se foram retirando ao longo da execução deste trabalho.

5.1 Conclusões

As empresas comercializadoras de eletricidade adquirem a energia no mercado grossista, aos produtores, e vendem-na no mercado retalhista, aos clientes que fazem parte das suas carteiras.

No mercado grossista, há três modalidades onde as comercializadoras podem fazer a negociação de eletricidade: mercado à vista - onde compram a energia para o dia seguinte (mercado diário) ou no próprio dia (mercado intradiário, serve para realizar ajustes); mercado de derivados - onde adquirem a energia através de produtos derivados (como os futuros e os *forwards*) e conseguem fazer *hedging* do risco inerente ao mercado à vista, ao garantirem a sua energia para um determinado horizonte temporal no futuro; contratação bilateral - adquirem a energia diretamente a um produtor através de um contrato celebrado entre ambas as partes.

No mercado diário, fatores como a meteorologia, os preços dos combustíveis e os preços das licenças de emissão de CO₂ dão origem à volatilidade dos preços *spot*, uma vez que influenciam diretamente os custos marginais da produção de eletricidade que, por sua vez, se refletem nas ofertas de venda feitas pelos produtores. Assim, as empresas devem estar dotadas de técnicas de previsão/projeção de preços *spot* futuros, por forma a poderem gerir os riscos de cobertura deste preço, quer através dos seus tarifários de venda, quer recorrendo ao mercado de derivados ou à contratação bilateral.

No mercado retalhista da eletricidade, a conclusão do seu processo de liberalização, em setembro de 2006, levou a que todos os consumidores do território continental português pudessem passar a escolher o seu fornecedor (comercializador) de eletricidade. Aliado a este processo, deu-se, mais tarde, em 2011, o início da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais (tarifas de Energia e de Comercialização). Desde esse ano, o ritmo de entrada de novas empresas comercializadoras neste mercado tem sido bastante elevado. De facto, em 2011 estavam presentes 7 empresas no mercado livre, ao passo que em 2019 este número tinha subido para 32. Esta

afluência de novas empresas deu origem a um elevado nível de concorrência do lado da oferta de eletricidade. Como tal, a regulação desenvolvida em torno deste mercado pretende criar regras que permitam uma competição justa e saudável entre as empresas comercializadoras, que lhes permita desenvolver a sua atividade de forma eficiente. Neste cenário, os consumidores serão os mais beneficiados, pela redução dos valores das suas faturas. Por outro lado, as empresas vêm as suas margens de lucro reduzidas, caso contrário os preços que cobram pelo fornecimento de eletricidade são vistos, pelos consumidores, como sendo demasiado elevados, o que levaria à perda de clientes por parte da empresa. Apesar do elevado número de empresas que atualmente comercializam eletricidade, as quotas de mercado são ainda bastante elevadas para as empresas de maiores dimensões.

Diante destes cenários, foram desenvolvidos, neste trabalho, um conjunto de 11 indicadores de apoio à criação e gestão de tarifários, tendo por base a caracterização de perfil de consumo. Estes indicadores têm, como *inputs*:

- a caracterização dos consumidores, na qual se incluem as suas características de consumo. Estas características de consumo apresentam duas parcelas:
 - o Consumo nas Faturas - as faturas são submetidas pelos consumidores para receberem ofertas de fornecimento de eletricidade por parte das comercializadoras;
 - a Previsão dos Consumo - é feita com recurso a uma ferramenta de previsão de consumo, disponibilizada pela Energia Simples, e que permite prever os consumos anuais discriminados por período horário [47]. A ferramenta tem como entradas a Classificação de Atividade Económica do cliente, o seu Ciclo Horário e os seus valores de Consumo nas Faturas, bem como as datas destes consumos. Na verdade, a ferramenta disponibiliza um perfil de consumo para uma data futura. Como tal, considerou-se, neste trabalho, que este perfil é uma previsão.
- os valores dos preços *spot* futuros - o que implica a sua previsão. A modelização desta previsão probabilística é feita com recurso a uma parametrização com base numa distribuição beta (β).
- as tarifas de venda de eletricidade aplicadas pela comercializadora e pela concorrência (outras empresas) em cada período horário - as tarifas aplicadas pela empresa são utilizadas para se fazer a sua avaliação/viabilidade, visto que é este o objetivo último dos indicadores. Assim, tendo as tarifas como entrada, os valores dos indicadores deverão apresentar resultados que se demonstram satisfatórios para a empresa ou que sejam sugestivos à mudança dos valores destas mesmas tarifas. As tarifas aplicadas pela concorrência são utilizadas por alguns indicadores para modelização do ambiente competitivo em que a empresa se encontra (devido à elevada competição no mercado retalhista, tal como exposto anteriormente).

Os 11 indicadores criados são então: a Probabilidade de Perda de Clientes, as Tarifas Iniciais, a Margem de Venda, o Lucro Médio por período horário, o Lucro(%) por período horário, a Possibilidade de Aumento da Margem de Venda, a Possibilidade de Aumento do Lucro Médio, o Lucro

Final, a Possibilidade de Aumento do Lucro Final por período horário, a Possibilidade de Aumento do Lucro Final (%) e a possibilidade de obtenção de Vantagem Negocial da Comercializadora face ao Cliente.

Para se obter a informação necessária sobre os *inputs*, é necessário que primeiramente se estruture a informação e que se faça algum pré-processamento. Isto implica fazer a caracterização dos consumidores, a estruturação dos custos incorridos pela empresa devido à sua atividade de comercialização e a estruturação das receitas aplicadas pela empresa por forma a remunerar os custos em que incorre e ainda permitir a obtenção de lucros, pela atividade de comercialização.

A **Caracterização dos Consumidores**, para além das características de consumo (já descritas) apresenta também como parâmetros: a Classificação de Atividade Económica Portuguesa, o Nível de Tensão, o Ciclo Horário e a Potência Contratada. Consumidores com a mesma CAE, o mesmo Nível de Tensão e o mesmo Ciclo Horário são consumidores que fazem parte do mesmo *cluster*. Há duas razões principais para que os *clusters* sejam agrupados de acordo com estas três características:

- a Previsão dos Consumos, realizada pela ferramenta, apresenta os mesmos valores percentuais de consumos por períodos horários (variável que, no capítulo 3, se designou por $\%Previsto_i$), para clientes com a mesma CAE e o mesmo Ciclo Horário. Qualquer alteração de um destes dois parâmetros resulta em $\%Previsto_i$ diferentes;
- o Custo de Aquisição de Energia no mercado *spot* (dado pela expressão 3.8, no capítulo 3) inclui a variável Perdas, cujos valores diferem para diferentes Níveis de Tensão.

A designação atribuída a um *cluster* segue o formato: [CAE, Nível de Tensão, Ciclo Horário].

A **Estrutura dos Custos de Comercialização** é formada pelos Custos de Acesso às Redes e pelos Custos de Aquisição de Energia. Os Custos de Acesso às Redes são constituídos por uma parcela associada à potência consumida pelo cliente e por uma parcela associada à energia consumida pelo cliente. O Custo de Aquisição de Energia é constituído pelos custos de aquisição de energia nos diversos mercados: diário, intradiário, de derivados e bilaterais. Neste trabalho, assumiu-se que a empresa apenas negocia no mercado diário. Assim, o capítulo 3 apresenta uma secção exclusivamente dedicada à modelização da previsão dos preços *spot*.

A modelização da **Previsão dos Preços *spot*** foi realizada com recurso a uma parametrização com base numa distribuição beta (β). Foram utilizados como valores de entrada da previsão: os preços *spot* de 2014 a 2020, o preço máximo (182 €) e mínimo (0 €) permitidos no mercado *spot*, o quantil, e o ano de referência. Assim, esta previsão segue uma tendência de evolução de preços médios anuais e a sua parametrização probabilística depende da hora, do dia da semana (sábado, domingo ou dias úteis) e do mês que se pretende prever. A previsão dos preços *spot* tem aplicação prática na caracterização do lucro de venda de energia.

A **Estrutura das Receitas de Comercialização** apresenta uma composição parecida com a Estrutura dos Custos de Comercialização. Assim, a Receita de Acesso às Redes Fixa apresenta o mesmo valor que o Custo de Acesso às Redes Fixo (parcelas que correspondem à potência

consumida), e a Receita de Acesso às Redes Variável apresenta o mesmo valor que Custo de Acesso às Redes Variável (parcelas que correspondem à energia consumida). Isto significa que os Custos de Acesso às Redes são diretamente passados aos consumidores, não tendo a empresa comercializadora qualquer lucro ou prejuízo nesta parcela. Para clientes com níveis de tensão BTE e MT, os valores destes custos são discriminados por período horário nas suas faturas. A terceira componente das Receitas designou-se por Receita de Venda Variável e o seu valor é dado pela multiplicação dos valores das tarifas de venda de eletricidade em cada período horário pelo consumo do cliente/*cluster* nesse mesmo período. Esta parcela deverá cobrir o Custo de Aquisição de Energia no mercado *spot* e ainda proporcionar lucros à empresa.

Tendo-se feito a caracterização dos consumidores, a estruturação dos custos de comercialização, na qual se inclui a previsão dos preços *spot*, e ainda a estruturação das receitas de comercialização, passou-se à **Modelização dos Indicadores**. Conceptualmente, a definição de cada indicador é a que se segue:

- **Probabilidade de Perda de Clientes** - pretende indicar à empresa comercializadora qual a probabilidade de os clientes escolherem uma empresa da concorrência. Para tal, assume-se que os clientes têm plena noção dos seus consumos em cada período horário e a importância (percentual) que darão à tarifa de um período horário é igual à percentagem de consumo nesse mesmo período.
- **Tarifas Iniciais** - são os valores das tarifas sobre as quais se aplicará uma Margem de Venda para se obter a tarifa de venda. São definidas como as tarifas que levam a que a empresa tenha lucro nulo, o que significa a igualdade entre a Receita de Venda Variável e o Custo de Aquisição de Energia no mercado *spot*.
- **Margem de Venda** - é o valor, em percentagem, que permite transformar a Tarifa Inicial na tarifa de venda elétrica. A sua utilização confere um aspeto prático à criação das tarifas de venda, pois permite à empresa alterar o seu valor em vez de manipular diretamente os algarismos da tarifa final. Para além disso, permite ainda a realização do cálculo para a criação de outros indicadores, nomeadamente a Possibilidade de Aumento da Margem de Venda e a Possibilidade de Aumento do Lucro Médio.
- **Lucro Médio por período horário** - diz respeito ao valor médio da diferença entre a Receita de Venda Variável e o Custo de Aquisição de Energia, em cada período horário.
- **Lucro (%) por período horário** - é a percentagem de lucro obtida face ao valor da Receita de Venda Variável.
- **Possibilidade de Aumento da Margem de Venda** - é o valor, em percentagem, que mostra o quão possível é aumentar o valor atual da Margem de Venda, sem que a empresa incorra num aumento da Probabilidade de Perda de Clientes.
- **Possibilidade de Aumento do Lucro Médio** - é o valor, em €/kWh, que mostra o quão possível é aumentar o valor atual do Lucro Médio, sem que a empresa incorra num aumento

da Probabilidade de Perda de Clientes. Escolheu-se apresentar este valor em €/kWh, e não percentualmente, para conferir uma visualização mais direta do valor real que se pode aumentar (as unidades são as mesmas que as do Lucro Médio).

- **Lucro Final** - é respeitante ao lucro anual (€) que a empresa tem pelo fornecimento de eletricidade a um determinado cliente ou *cluster*. É dado pela soma da multiplicação do Lucro Médio em cada período pela Previsão do Consumo para esse período.
- **Possibilidade de Aumento do Lucro Final por período horário** - é o valor, em €, que mostra o quão possível é aumentar o valor atual do lucro em cada período horário, sem que a empresa incorra num aumento da Probabilidade de Perda de Clientes.
- **Possibilidade de Aumento do Lucro Final (%)** - é o valor percentual que mostra o quão possível é aumentar o valor atual do Lucro Final, sem que a empresa incorra num aumento da Probabilidade de Perda de Clientes.
- **Vantagem Negocial da Comercializadora face ao Cliente** - permite saber se, em média e a longo prazo, o valor mensal real que irá ser faturado ao cliente é superior ao valor aparente que é apresentado na proposta de oferta de tarifário (a proposta de oferta de tarifário é baseada numa Fatura do Consumidor). A possibilidade de vantagem é verificada através do sinal da diferença (positivo ou negativo) entre os consumos percentuais que se apresentam na Fatura do Consumidor e os consumos percentuais que se apresentam nas Previsões dos Consumo, para cada período horário . Há 14 casos possíveis para estas diferenças e, na maioria deles, é possível a empresa obter vantagem negocial desde que a tarifa de um dos períodos seja superior ou inferior (dependendo do caso) a um valor que é calculado através das tarifas dos restantes períodos e destas diferenças.

Na **Aplicação da Metodologia** começou por se fazer uma **Caracterização dos Desvios de Consumo** e dos Preços dos Desvios. Assim, foram calculados os valores dos desvios de consumo em função do consumo total dos clientes da empresa e calculados os preços dos desvios em função dos preços *spot*, o que permitiu simplificar o cálculo do Custo de Aquisição de Energia no mercado *spot*.

Através da simplificação do Custo de Aquisição de Energia no mercado *spot*, fez-se a **Caracterização do Lucro de Venda de Energia**, que permitiu calcular o Lucro por período horário. É com este Lucro que se obtém o Lucro Médio por período horário. Significa isto que quando se fez a Modelização dos Indicadores, no capítulo 3, já se tinham realizado os cálculos que permitiram obter o Lucro por período horário, que se encontram no capítulo 4.

Nos **Resultados para a Energia Simples**, aplicaram-se as tarifas da empresa a três grupos de consumidores de diferentes dimensões: um único cliente; um *cluster*; vários clientes de diferentes *clusters* mas com o mesmo Nível de Tensão e Ciclo Horário. Nos três casos demonstrou-se que os indicadores são capazes de fornecer a devida informação. Especificamente no caso em que se agregaram consumidores com Nível de Tensão e Ciclo Horário iguais, verificou-se que para um dos *clusters* não era cumprida a condição para a obtenção de vantagem negocial. Como tal, para a

obtenção desta vantagem, a empresa deverá aumentar o valor da sua tarifa de vazio normal, aumentando também o Lucro Final. Por outro lado, ao fazer este aumento de tarifa, também aumentará a Probabilidade de Perda de Clientes. Assim, este resultado permitiu exemplificar uma situação em que a empresa terá de fazer uma análise *trade-off*, mostrando assim um exemplo bastante prático do ambiente competitivo em que a comercializadora se insere.

Anexo A

Lucro Médio e Tarifa de Venda

A.1 BTE Diário



Figura A.1: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, cheias

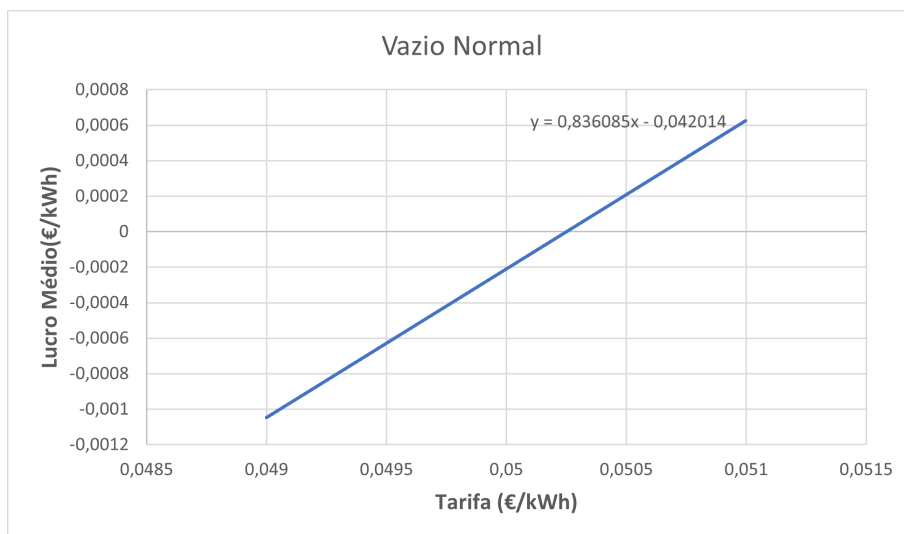


Figura A.2: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, vazio normal

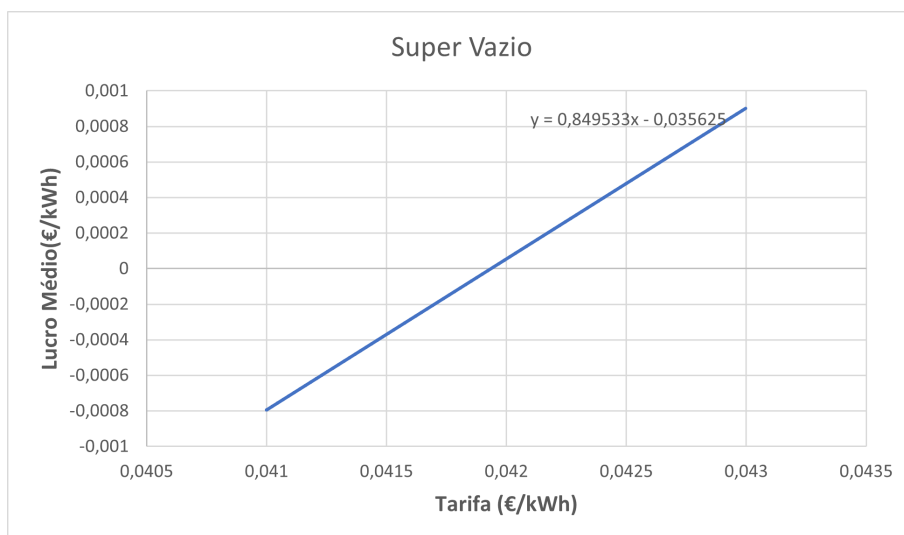


Figura A.3: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Diário, super vazio

A.2 BTE Semanal

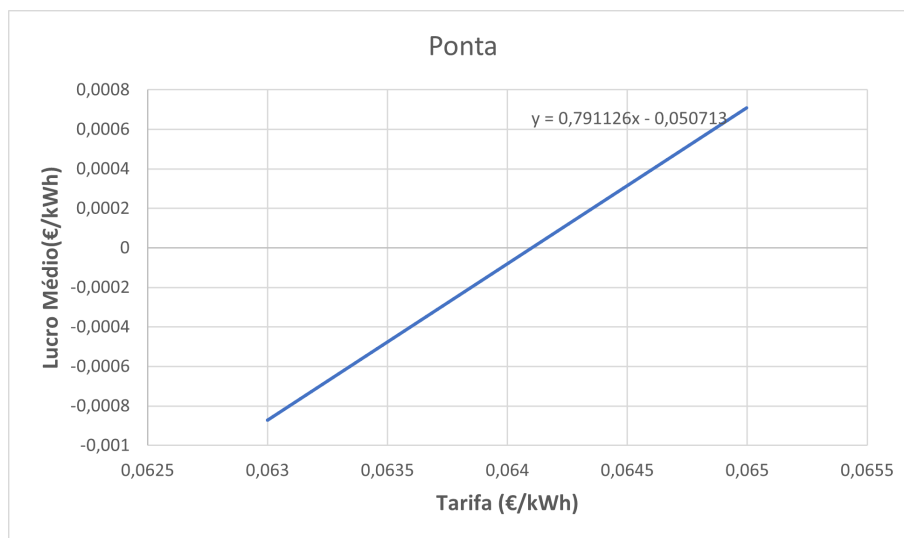


Figura A.4: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, ponta



Figura A.5: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, cheias

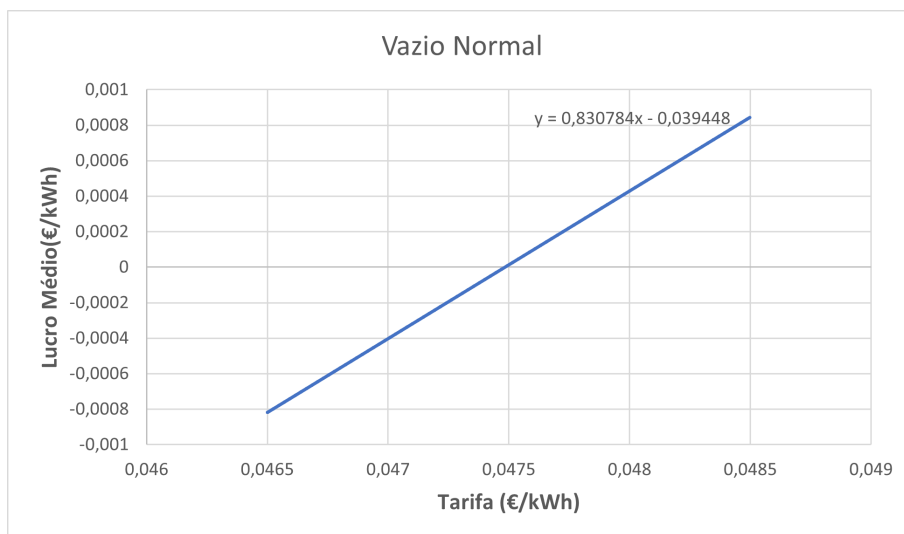


Figura A.6: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, vazio normal

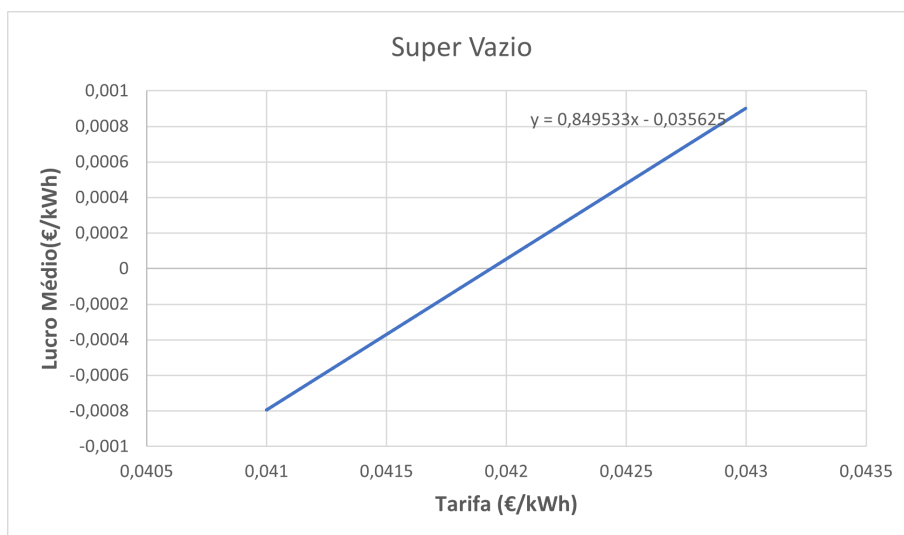


Figura A.7: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, BTE Semanal, super vazio

A.3 MT Semanal

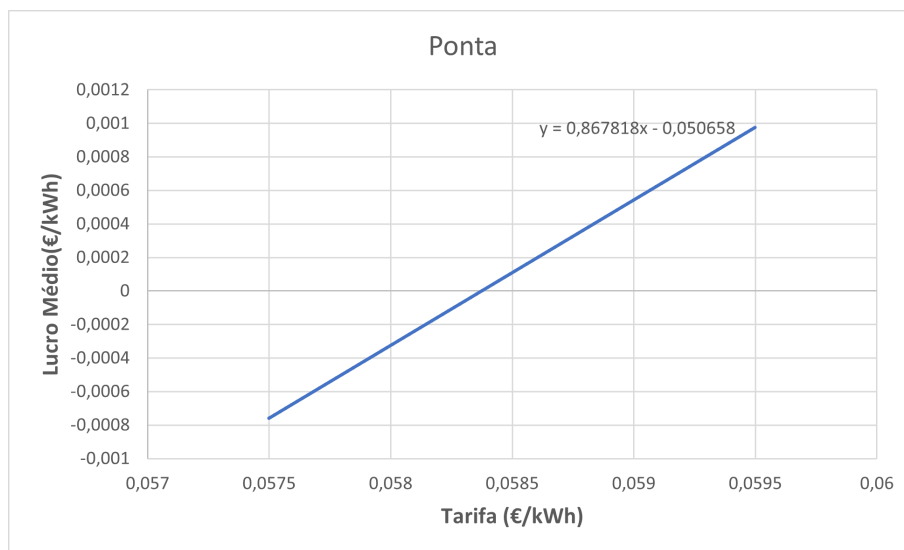


Figura A.8: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, ponta

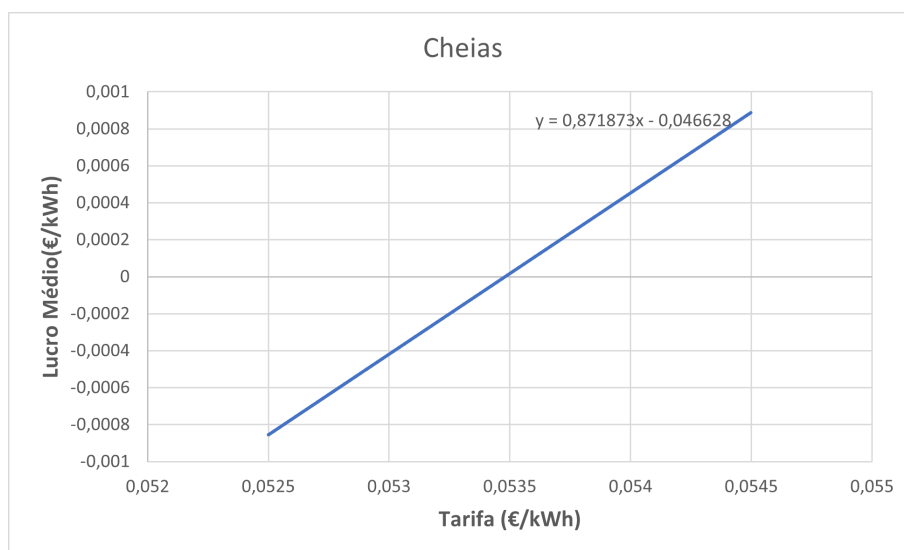


Figura A.9: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, cheias

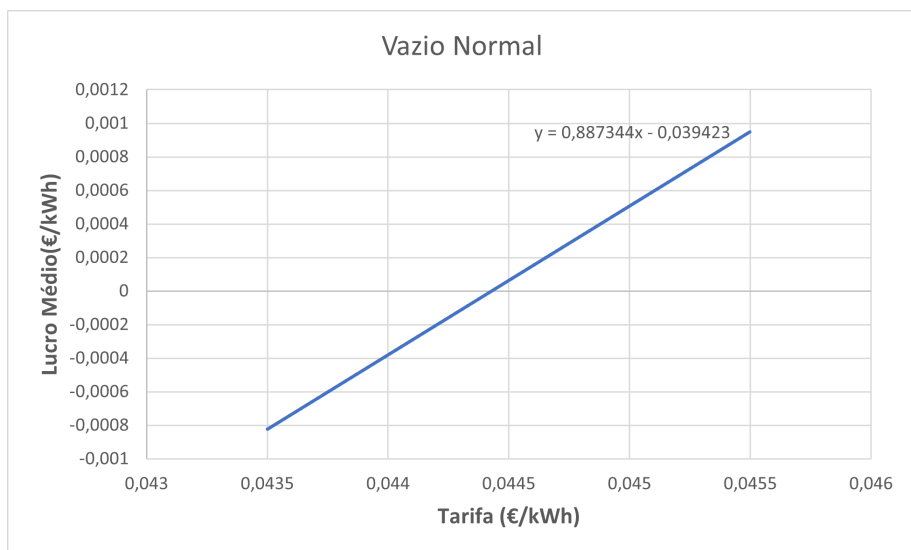


Figura A.10: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, vazio normal

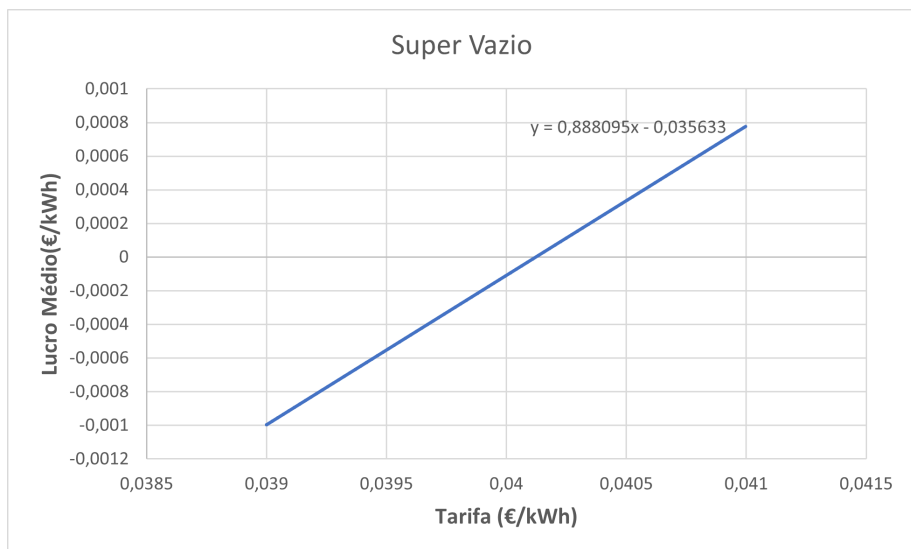


Figura A.11: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal, super vazio

A.4 MT Semanal Opcional

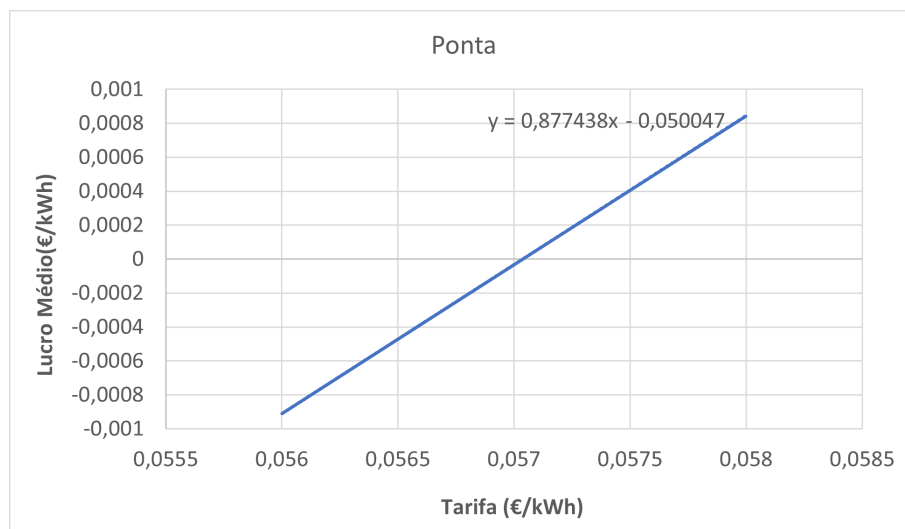


Figura A.12: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, ponta



Figura A.13: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, cheias

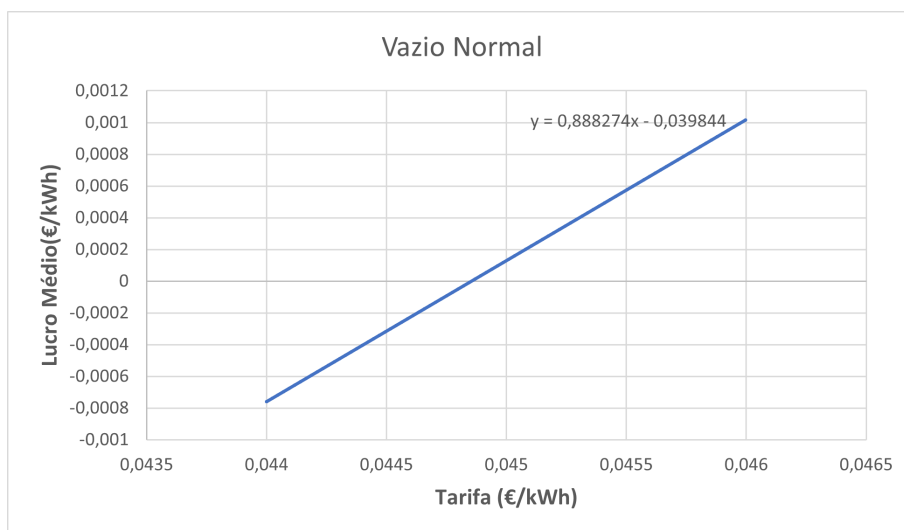


Figura A.14: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, vazio normal

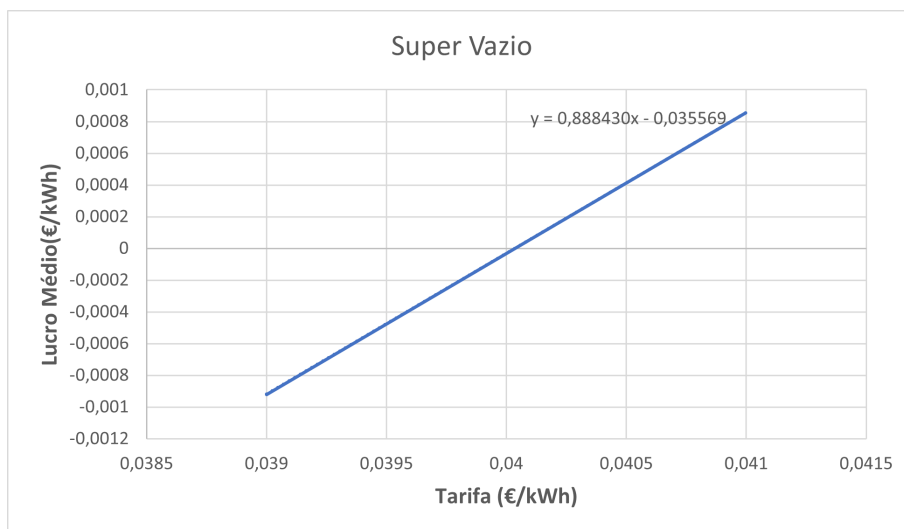


Figura A.15: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da tarifa, MT Semanal Opcional, super vazio

Anexo B

Lucro Médio e Margem de Venda

B.1 BTE Diário

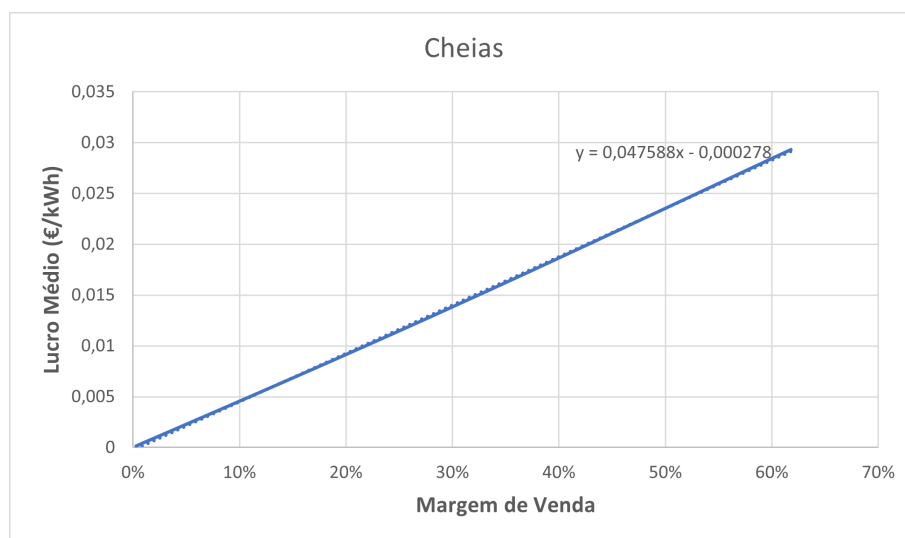


Figura B.1: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, cheias

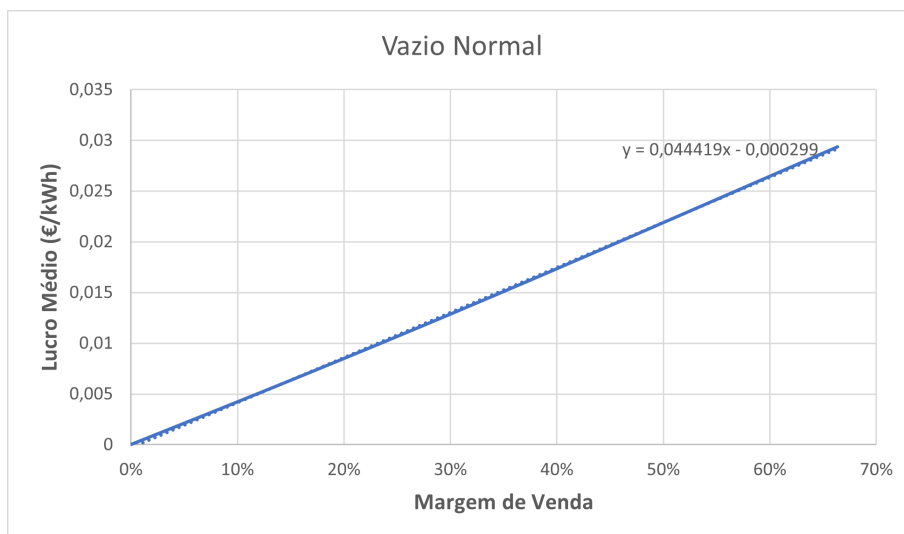


Figura B.2: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, vazio normal

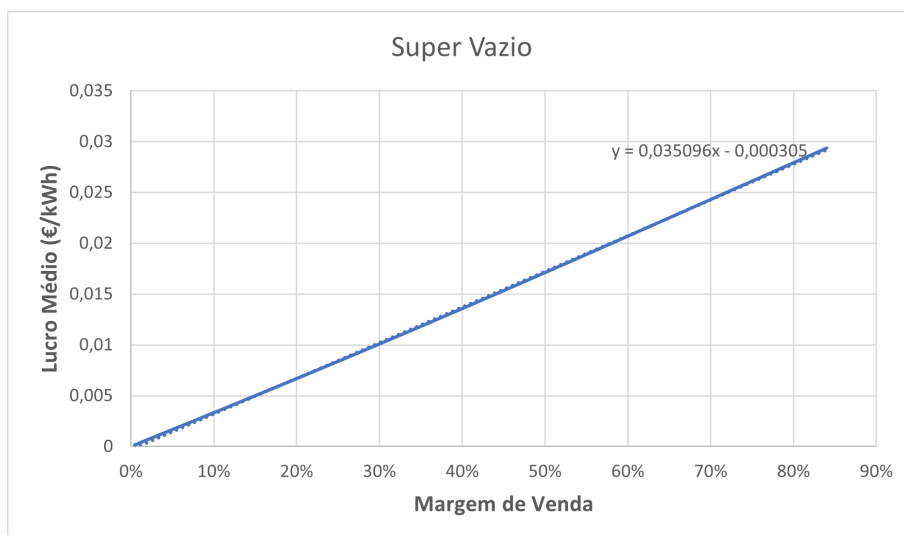


Figura B.3: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Diário, super vazio

B.2 BTE Semanal

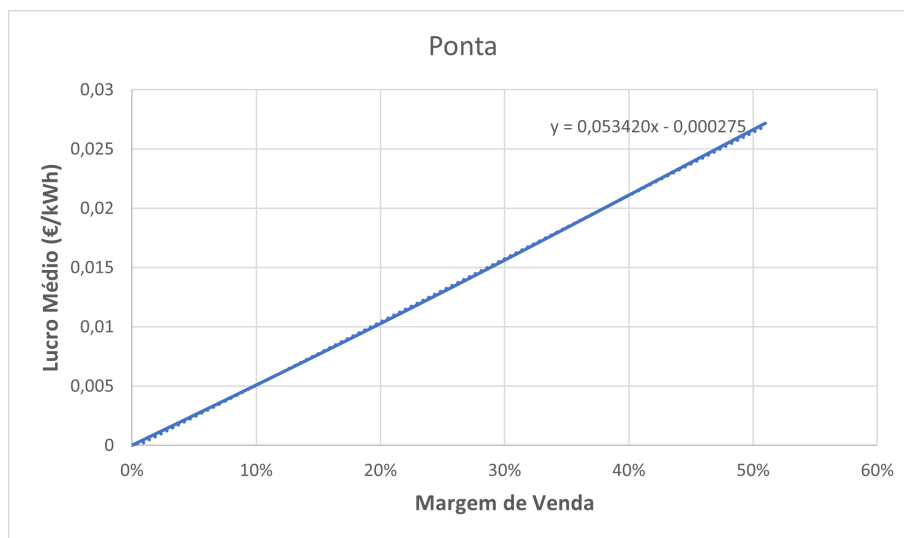


Figura B.4: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, ponta

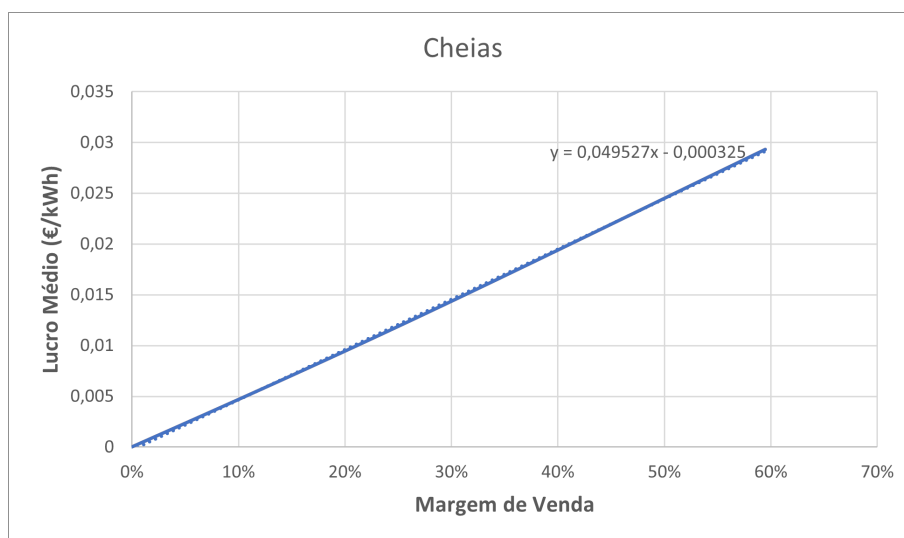


Figura B.5: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, cheias

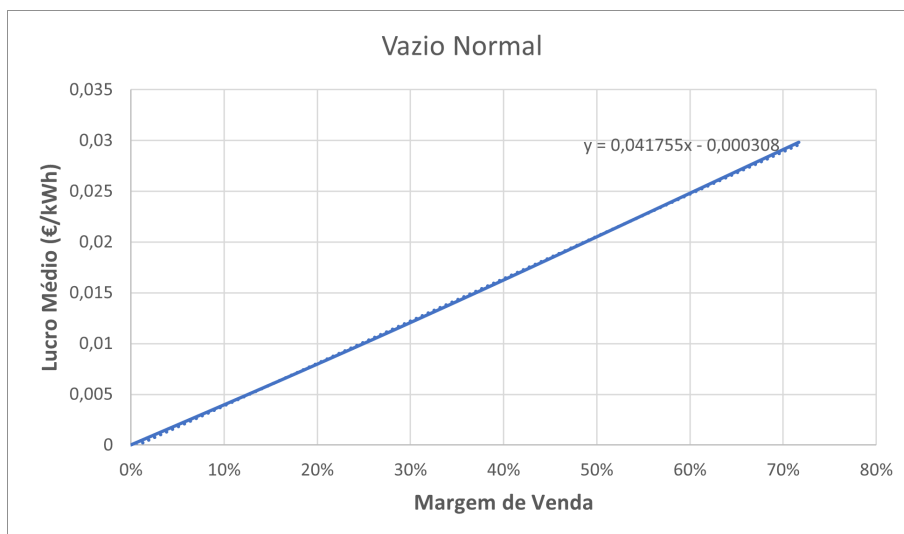


Figura B.6: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, vazio normal

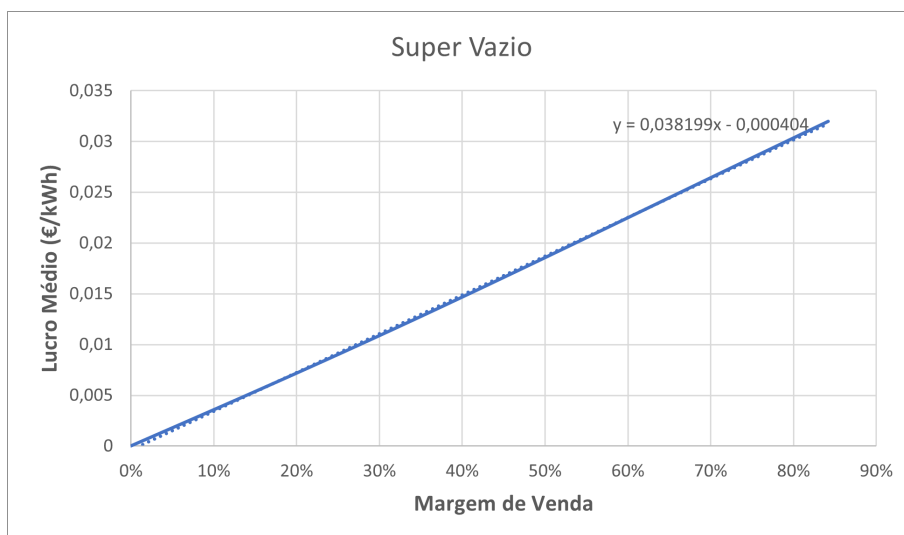


Figura B.7: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, BTE Semanal, super vazio

B.3 MT Semanal

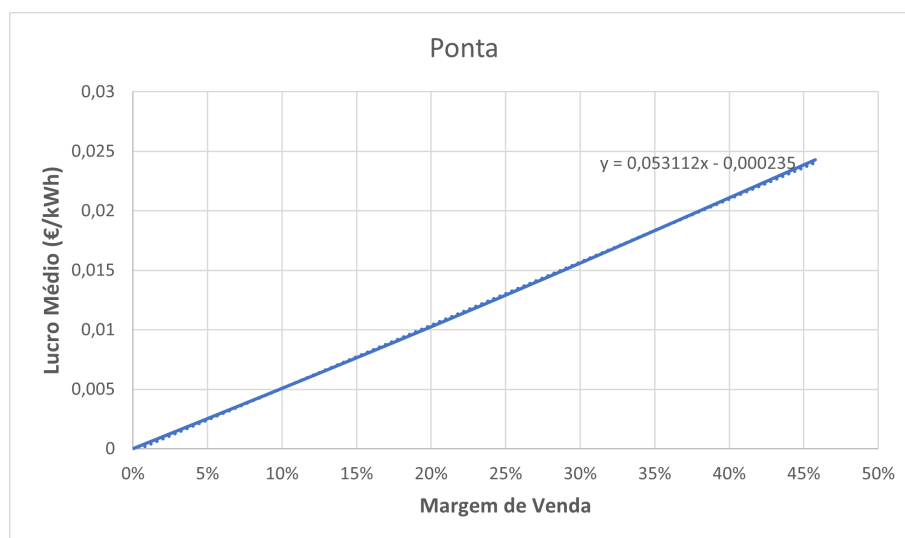


Figura B.8: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, ponta

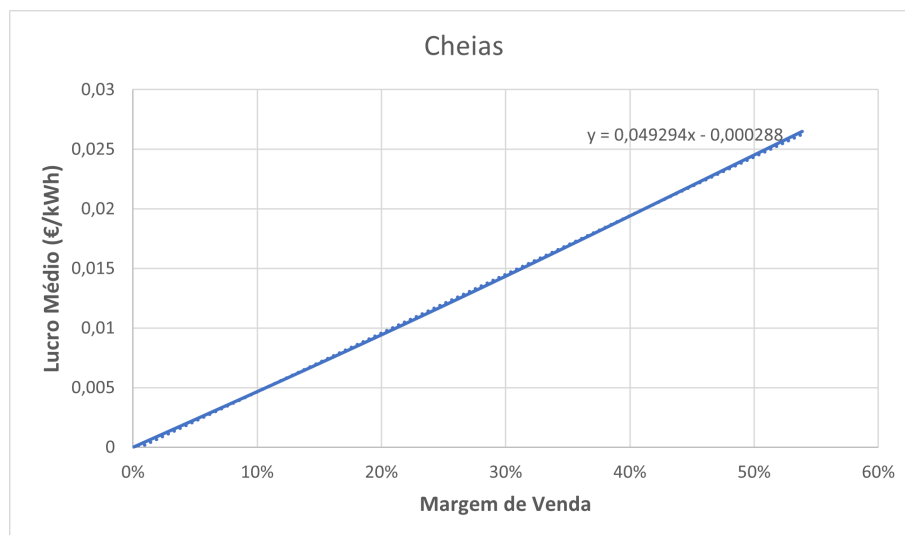


Figura B.9: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, cheias

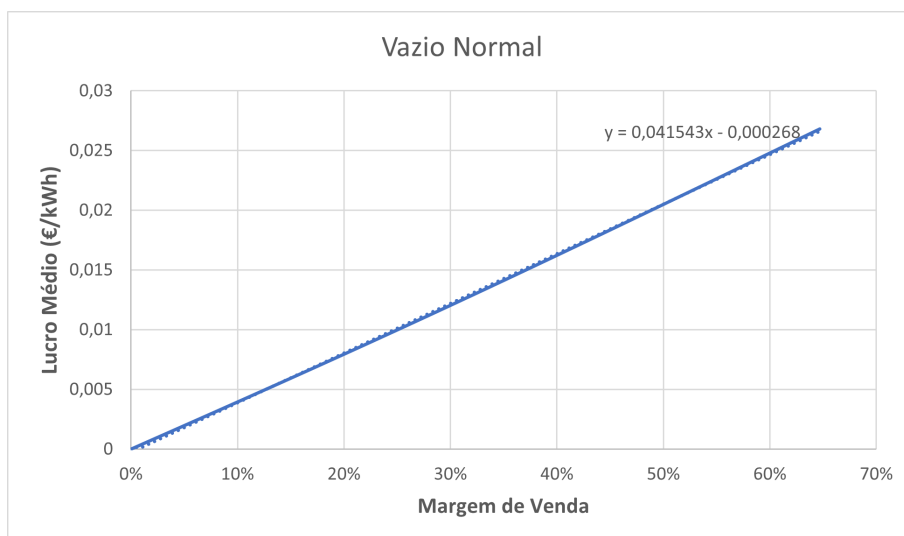


Figura B.10: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, vazio normal

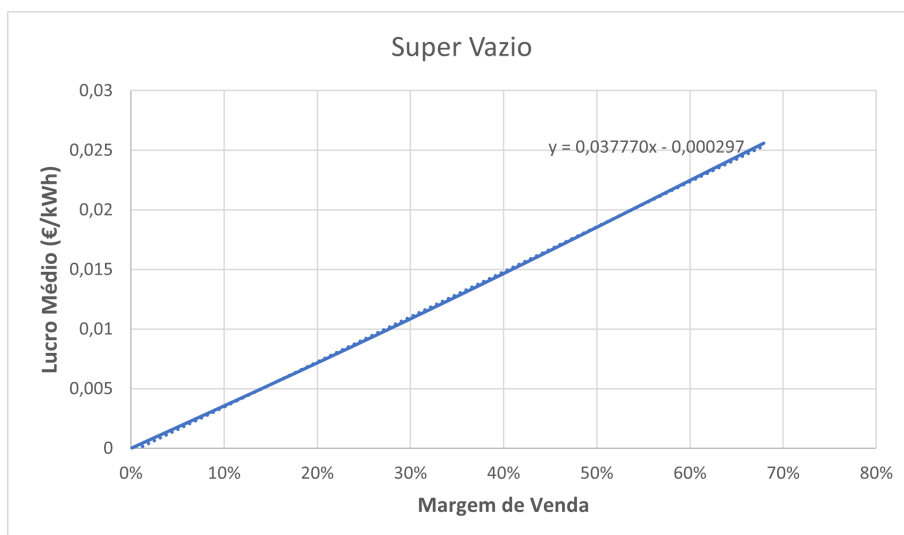


Figura B.11: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal, super vazio

B.4 MT Semanal Opcional

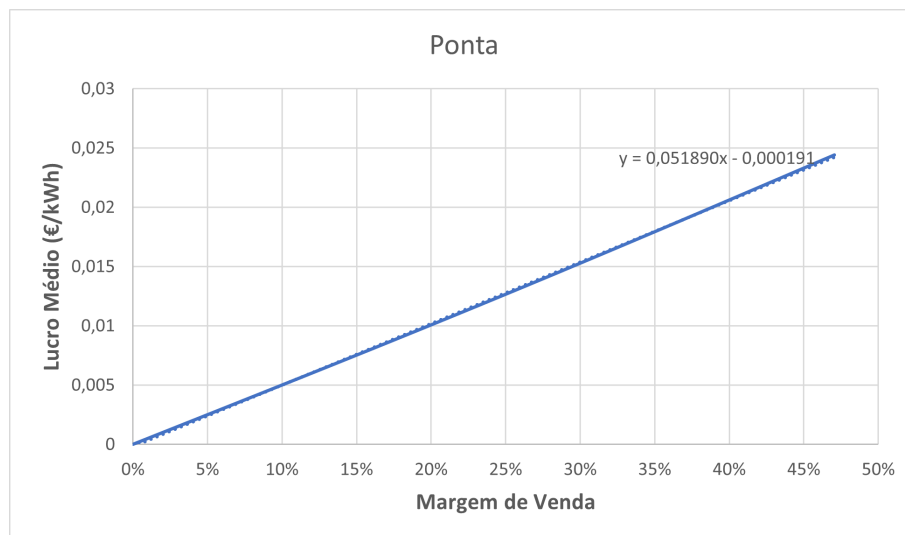


Figura B.12: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, ponta

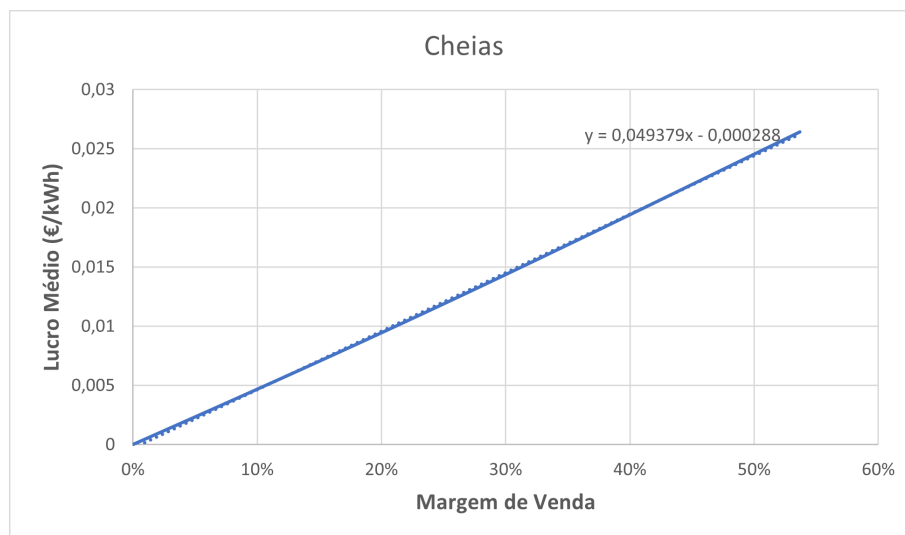


Figura B.13: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, cheias

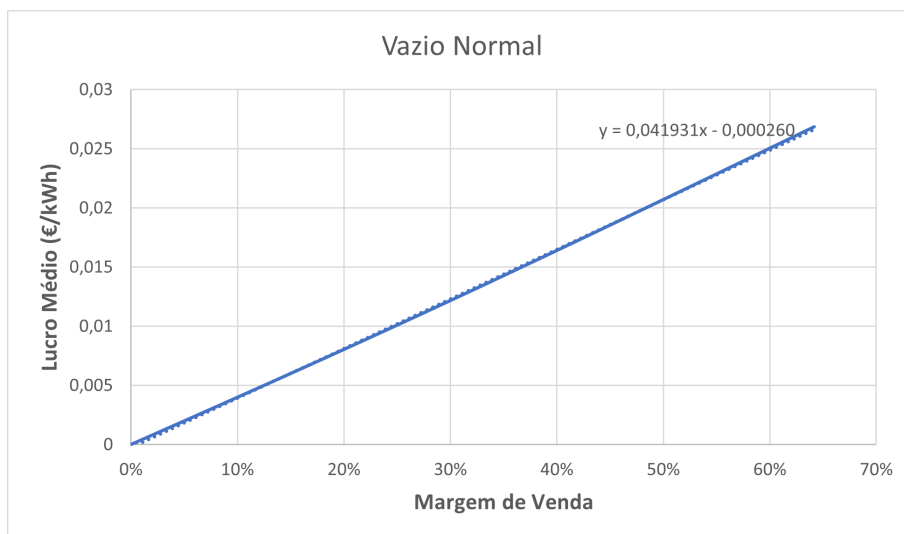


Figura B.14: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, vazio normal

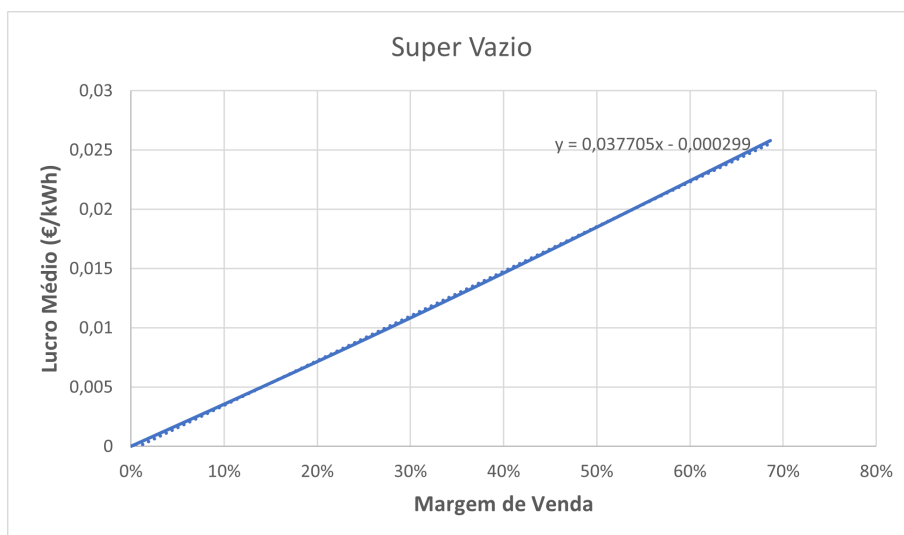


Figura B.15: Evolução do Lucro Médio (€/kWh) em função do aumento da Margem de Venda, MT Semanal Opcional, super vazio

Anexo C

Vantagem Negocial para a Comercializadora

Apresentam-se aqui os cálculos matemáticos que comprovam a possibilidade ou não possibilidade de vantagem por parte da comercializadora face ao consumidor para cada um dos Casos presentes na "**Vantagem Negocial para a Comercializadora**" do Capítulo 3. Faz-se notar que, para todos os Casos, é imposta a restrição dada por 3.47.

Caso 1

Para este caso: $\%D_p > 0$, $\%D_c < 0$, $\%D_v < 0$ e $\%D_{sv} < 0$.

Tal como expresso na equação 3.46, tem-se então que:

$$\begin{aligned}\%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\ \equiv \%D_p &= -\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}\end{aligned}\tag{C.1}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{psv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv T_p * (-\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}) + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{psv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv \%D_c * (T_c - T_p) + \%D_v * (T_v - T_p) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_p) &> 0\end{aligned}\tag{C.2}$$

Como $T_c - T_p < 0$ (porque $T_c < T_p$) e $\%D_c < 0$, então o primeiro membro multiplicativo resulta num valor positivo, visto que surge da multiplicação de dois números negativos. A mesma lógica é aplicada a $\%D_v * (T_v - T_p)$ e a $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_p)$. Assim, o lado esquerdo da última linha da inequação C.2 resulta sempre num valor positivo, o que significa que a inequação é sempre verdadeira quaisquer que sejam os valores das tarifas. Como tal, a comercializadora tem, neste

caso, sempre vantagem face ao consumidor.

Caso 2

Para este caso: $\%D_p < 0$, $\%D_c > 0$, $\%D_v < 0$ e $\%D_{sv} < 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned} \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\ \equiv \%D_c &= -\%D_p - \%D_v - \%D_{sv} \end{aligned} \quad (C.3)$$

Demonstração:

$$\begin{aligned} T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv T_p * \%D_p + T_c * (-\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}) + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \quad (C.4) \\ \equiv \%D_p * (T_p - T_c) + \%D_v * (T_v - T_c) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_c) &> 0 \end{aligned}$$

Repare-se que o resultado de $\%D_p * (T_p - T_c)$ será sempre um valor negativo ($\%D_p < 0$ e $T_p - T_c > 0$, resultando o produto num valor negativo) e que o resultado de $\%D_v * (T_v - T_c)$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_c)$ será um valor positivo. Assim, sabe-se que se pode ter um valor de T_c que permita tornar a inequação C.4 verdadeira. Por forma a isolar-se T_c num dos lados da inequação, esta pode ser resolvida da seguinte forma:

$$\begin{aligned} T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv T_c * \%D_c &> -T_p * \%D_p - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \\ \equiv T_c * (-\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}) &> -T_p * \%D_p - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \quad (C.5) \\ \equiv T_c &> \frac{-T_p * \%D_p - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv}}{-\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}} \end{aligned}$$

Assim, a comercializadora tem vantagem face ao consumidor se o valor de T_c respeitar a última linha da inequação C.5.

Caso 3

Para este caso: $\%D_p < 0$, $\%D_c < 0$, $\%D_v > 0$ e $\%D_{sv} < 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned} \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\ \equiv \%D_v &= -\%D_p - \%D_c - \%D_{sv} \end{aligned} \quad (C.6)$$

Demonstração:

$$\begin{aligned} T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * (-\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}) + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \quad (C.7) \\ \equiv \%D_p * (T_p - T_v) + \%D_c * (T_c - T_v) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) &> 0 \end{aligned}$$

$\%D_p * (T_p - T_v) < 0$ e $\%D_c * (T_c - T_v) < 0$. Como $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) > 0$, então a diferença entre T_{sv} e T_v pode assumir um determinado valor tal que o resultado deste produto seja superior, em módulo, à soma dos dois termos negativos, tornando a inequação seja verdadeira (repare-se que T_{sv} não é limitado inferiormente). Resolvendo em função de T_{sv} , tem-se que:

$$\begin{aligned} T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv T_{sv} * \%D_{sv} &> -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \\ \equiv T_{sv} * (-\%D_p - \%D_c - \%D_v) &> -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \quad (C.8) \\ \equiv T_{sv} &< \frac{-T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v}{-\%D_p - \%D_c - \%D_v} \end{aligned}$$

Caso 4

Para este caso: $\%D_p < 0$, $\%D_c < 0$, $\%D_v < 0$ e $\%D_{sv} > 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned} \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\ \equiv \%D_{sv} &= -\%D_p - \%D_c - \%D_v \end{aligned} \quad (C.9)$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * (-\%D_p - \%D_c - \%D_v) > 0 \quad (C.10) \\
 & \equiv \%D_p * (T_p - T_{sv}) + \%D_c * (T_c - T_{sv}) + \%D_v * (T_v - T_{sv}) > 0
 \end{aligned}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_{sv}) < 0$ e $\%D_c * (T_c - T_{sv}) < 0$ e $\%D_v * (T_v - T_{sv}) < 0$, então a inequação é sempre falsa. Assim, para este caso, a comercializadora estará sempre numa situação desvantajosa.

Caso 5

Para este caso: $\%D_p > 0$, $\%D_c < 0$, $\%D_v < 0$ e $\%D_{sv} > 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned}
 & \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} = 0 \\
 & \equiv \%D_{sv} = -\%D_p - \%D_c - \%D_v \quad (C.11)
 \end{aligned}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * (-\%D_p - \%D_c - \%D_v) > 0 \quad (C.12) \\
 & \equiv \%D_p * (T_p - T_{sv}) + \%D_c * (T_c - T_{sv}) + \%D_v * (T_v - T_{sv}) > 0
 \end{aligned}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_{sv}) > 0$ e $\%D_c * (T_c - T_{sv}) < 0$ e $\%D_v * (T_v - T_{sv}) < 0$, então basta que a diferença entre T_p e T_{sv} tome um certo valor para que a inequação C.12 seja verdadeira (repare-se que T_p não é limitado superiormente). Resolvendo em função de T_p , tem-se que:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * \%D_p > -T_c * \%D_c - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \\
 & \equiv T_p * (-\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}) > -T_c * \%D_c - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \quad (C.13) \\
 & \equiv T_p > \frac{-T_c * \%D_c - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv}}{-\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}}
 \end{aligned}$$

Caso 6

Para este caso: $\%D_p > 0$, $\%D_c < 0$, $\%D_v > 0$ e $\%D_{sv} < 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned}\%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\ \equiv \%D_v &= -\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}\end{aligned}\tag{C.14}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * (-\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}) + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv \%D_p * (T_p - T_v) + \%D_c * (T_c - T_v) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) &> 0\end{aligned}\tag{C.15}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_v) > 0$, $\%D_c * (T_c - T_v) < 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) > 0$, então basta que a diferença entre T_c e T_v tome um certo valor para que a inequação C.15 seja verdadeira. Resolvendo em função de T_v , tem-se que:

$$\begin{aligned}T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\ \equiv T_v * \%D_v &> -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_{sv} * \%D_{sv} \\ \equiv T_v * (-\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}) &> -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_{sv} * \%D_{sv} \\ \equiv T_v &> \frac{-T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_{sv} * \%D_{sv}}{-\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}}\end{aligned}\tag{C.16}$$

Caso 7

Para este caso: $\%D_p < 0$, $\%D_c > 0$, $\%D_v > 0$ e $\%D_{sv} < 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned}\%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\ \equiv \%D_c &= -\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}\end{aligned}\tag{C.17}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * \%D_p + T_c * (-\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}) + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \quad (C.18) \\
 & \equiv \%D_p * (T_p - T_c) + \%D_v * (T_v - T_c) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_c) > 0
 \end{aligned}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_c) < 0$, $\%D_v * (T_v - T_c) < 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_c) > 0$, então basta que a diferença entre T_c e T_{sv} tome um certo valor para que a inequação C.18 seja verdadeira (T_{sv} não é limitado inferiormente). Resolvendo em função de T_{sv} , tem-se que:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_{sv} * \%D_{sv} > -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \\
 & \equiv T_{sv} * (-\%D_p - \%D_c - \%D_v) > -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \quad (C.19) \\
 & \equiv T_{sv} < \frac{-T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v}{-\%D_p - \%D_c - \%D_v}
 \end{aligned}$$

Caso 8

Para este caso: $\%D_p < 0$, $\%D_c > 0$, $\%D_v < 0$ e $\%D_{sv} > 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned}
 & \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} = 0 \\
 & \equiv \%D_c = -\%D_p - \%D_v - \%D_{sv} \quad (C.20)
 \end{aligned}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * \%D_p + T_c * (-\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}) + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \quad (C.21) \\
 & \equiv \%D_p * (T_p - T_c) + \%D_v * (T_v - T_c) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_c) > 0
 \end{aligned}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_c) < 0$, $\%D_v * (T_v - T_c) > 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_c) < 0$ e ainda como T_v é limitado inferiormente por T_{sv} e T_c é limitado superiormente por T_p , este Caso é particular e diferente de todos os outros. A veracidade da inequação C.21 não depende, inicialmente, da possibilidade de alterar os valores das tarifas mas sim dos valores de $\%D$, sobre os quais não se tem qualquer

controle. Assim, se o lado esquerdo da inequação resultar num valor negativo para a melhor das hipóteses (isto é, o valor de T_v estar o mais próximo possível de T_{sv} e o valor de T_c estar o mais próximo possível de T_p) então a empresa estará sempre em desvantagem. No caso em que se verifique a possibilidade de $\%D_p * (T_p - T_c) + \%D_v * (T_v - T_c) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_c) > 0$, então há possibilidade de a empresa ter vantagem sobre o consumidor e, resolvendo em função de T_c , tem-se que:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_c * \%D_c > -T_p * \%D_p - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \\
 & \equiv T_c * (-\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}) > -T_p * \%D_p - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \\
 & \equiv T_c > \frac{-T_p * \%D_p - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv}}{-\%D_p - \%D_v - \%D_{sv}}
 \end{aligned} \tag{C.22}$$

Caso 9

Para este caso: $\%D_p > 0$, $\%D_c > 0$, $\%D_v < 0$ e $\%D_{sv} < 0$. Tem-se então que:

$$\begin{aligned}
 & \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} = 0 \\
 & \equiv \%D_p = -\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}
 \end{aligned} \tag{C.23}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * (-\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}) + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv \%D_c * (T_c - T_p) + \%D_v * (T_v - T_p) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_p) > 0
 \end{aligned} \tag{C.24}$$

Como $\%D_c * (T_c - T_p) < 0$, $\%D_v * (T_v - T_p) > 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_p) > 0$, então é possível a inequação ser verdadeira (T_{sv} não é limitado inferiormente) e, conseqüentemente, que a empresa tenha

vantagem. Resolvendo em ordem a T_{sv} :

$$\begin{aligned}
 T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\
 \equiv T_{sv} * \%D_{sv} &> -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \\
 & \quad \quad \quad (C.25) \\
 \equiv T_{sv} * (-\%D_p - \%D_c - \%D_v) &> -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \\
 \equiv T_{sv} &< \frac{-T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v}{-\%D_p - \%D_c - \%D_v}
 \end{aligned}$$

Caso 11

Para este caso: $\%D_p > 0$, $\%D_c > 0$, $\%D_v > 0$ e $\%D_{sv} < 0$. Tem-se então que:

$$\begin{aligned}
 \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\
 \equiv \%D_{sv} &= -\%D_p - \%D_c - \%D_v
 \end{aligned} \quad (C.26)$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\
 \equiv T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * (-\%D_p - \%D_c - \%D_v) &> 0 \quad (C.27) \\
 \equiv \%D_p * (T_p - T_{sv}) + \%D_c * (T_c - T_{sv}) + \%D_v * (T_v - T_{sv}) &> 0
 \end{aligned}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_{sv}) > 0$ e $\%D_c * (T_c - T_{sv}) > 0$ e $\%D_v * (T_v - T_{sv}) > 0$, então o lado esquerdo da equação C.27 é sempre positivo e a inequação é sempre verdadeira, significando isso que a empresa tem sempre vantagem neste caso.

Caso 12

Para este caso: $\%D_p > 0$, $\%D_c > 0$, $\%D_v < 0$ e $\%D_{sv} > 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned}
 \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\
 \equiv \%D_v &= -\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}
 \end{aligned} \quad (C.28)$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * (-\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}) + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \quad (C.29) \\
 & \equiv \%D_p * (T_p - T_v) + \%D_c * (T_c - T_v) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) > 0
 \end{aligned}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_v) > 0$, $\%D_c * (T_c - T_v) > 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_v) < 0$, então basta que a diferença entre T_v e T_{sv} tome um certo valor para que a inequação C.29 seja verdadeira. Resolvendo em função de T_{sv} , tem-se que:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_{sv} * \%D_{sv} > -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \\
 & \equiv T_{sv} * (-\%D_p - \%D_c - \%D_v) > -T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v \quad (C.30) \\
 & \equiv T_{sv} > \frac{-T_p * \%D_p - T_c * \%D_c - T_v * \%D_v}{-\%D_p - \%D_c - \%D_v}
 \end{aligned}$$

Caso 13

Para este caso: $\%D_p > 0$, $\%D_c < 0$, $\%D_v > 0$ e $\%D_{sv} > 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned}
 & \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} = 0 \\
 & \equiv \%D_c = -\%D_p - \%D_v - \%D_{sv} \quad (C.31)
 \end{aligned}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 & T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \\
 & \equiv T_p * \%D_p + T_c * (-\%D_p - \%D_c - \%D_{sv}) + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} > 0 \quad (C.32) \\
 & \equiv \%D_p * (T_p - T_c) + \%D_v * (T_v - T_c) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_s) > 0
 \end{aligned}$$

Como $\%D_p * (T_p - T_c) > 0$, $\%D_v * (T_v - T_c) < 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_c) < 0$, então basta que a diferença entre T_p e T_c tome um certo valor para que a inequação C.32 seja verdadeira (T_p não é limitado

superiormente). Resolvendo em função de T_p , tem-se que:

$$\begin{aligned}
 T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\
 \equiv T_p * \%D_p &> -T_c * \%D_c - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \\
 \equiv T_p * (-\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}) &> -T_c * \%D_c - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv} \\
 \equiv T_p &> \frac{-T_c * \%D_c - T_v * \%D_v - T_{sv} * \%D_{sv}}{-\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}}
 \end{aligned} \tag{C.33}$$

Caso 14

Para este caso: $\%D_p < 0$, $\%D_c > 0$, $\%D_v > 0$ e $\%D_{sv} > 0$.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned}
 \%D_p + \%D_c + \%D_v + \%D_{sv} &= 0 \\
 \equiv \%D_p &= -\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}
 \end{aligned} \tag{C.34}$$

Demonstração:

$$\begin{aligned}
 T_p * \%D_p + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\
 \equiv T_p * (-\%D_c - \%D_v - \%D_{sv}) + T_c * \%D_c + T_v * \%D_v + T_{sv} * \%D_{sv} &> 0 \\
 \equiv \%D_c * (T_c - T_p) + \%D_v * (T_v - T_p) + \%D_{sv} * (T_{sv} - T_p) &> 0
 \end{aligned} \tag{C.35}$$

Como $\%D_c * (T_c - T_p) < 0$ e $\%D_v * (T_v - T_p) < 0$ e $\%D_{sv} * (T_{sv} - T_p) < 0$, então o lado esquerdo da última linha da inequação [C.35](#) resultará sempre num valor negativo, tornando a inequação falsa, o que significa que o comercializador apresenta sempre desvantagem neste caso.

Anexo D

Classificação de Atividade Económica

CAE	Designação
47540	Comércio a retalho de produtos médicos e ortopédicos, em estabelecimentos especializados
68100	Restaurantes tipo tradicional
01500	Compra e venda de bens imobiliários
84113	Administração Local
41100	Promoção imobiliária (desenvolvimento de projectos de edifícios)
55117	Aldeamentos turísticos com restaurante
56303	Pastelarias e casas de chá
68322	Administração de condomínios

Tabela D.1: Classificação de Atividade Económica

Anexo E

Resultados para BTE Semanal, MT Semanal e MT Semanal Opcional

E.1 BTE Semanal

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Tarifa inicial	0,064102305	0,058103028	0,04748286	0,041934804
Tarifas Energia Simples	0,088905	0,084585	0,076234	0,069036
Margem de Venda	42,83%	48,96%	59,17%	66,30%
Lucro Médio (€/kWh)	0,022678	0,023992	0,024463	0,024972
Lucro (%)	24,77%	27,72%	32,37%	35,81%
Poss Aumento Margem de Venda	1,72%	1,83%	3,42%	0,37%
Tarifas Melhores	84,62%	76,92%	69,23%	69,23%

Tabela E.1: Resultados Gerais para BTE Semanal

CAE	Nº Clientes	PPC	Caso	Peso	Lucro	PALFp	PALFc	PALFv	PALFsv
47540	16	77,07%	14, N	43,89%	95 258,90 €	632,82 €	2 048,88 €	1 305,87 €	17,37 €
56101	18	76,02%	14, N	10,72%	23 394,39 €	117,97 €	445,91 €	388,03 €	11,60 €
01500	1	75,89%	10, N	1,35%	2 957,29 €	14,44 €	50,43 €	50,58 €	2,28 €
41100	13	74,43%	9, Tc >0,063658	18,89%	41 016,19 €	303,01 €	832,61 €	413,32 €	25,17 €
55117	20	75,88%	10, N	12,04%	26 212,91 €	190,75 €	449,36 €	357,43 €	19,88 €
56303	8	74,78%	10, N	13,11%	28 725,11 €	142,50 €	446,06 €	439,74 €	33,43 €

Tabela E.2: Resultados para todos os clientes BTE Semanal

E.2 MT Semanal

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Tarifa inicial	0,058374	0,053480	0,044428	0,040123
Tarifas da Energia Simples	0,082633	0,078997	0,071464	0,065713
Margem de Venda	41,56%	47,71%	60,85%	63,78%
Lucro Médio (€/kWh)	0,021966	0,023352	0,025179	0,023980
Lucro (%)	26,58%	29,56%	35,23%	36,49%
Poss Aumento Margem de Venda	1,52%	0,35%	3,57%	3,86%
Tarifas Melhores	84,62%	69,23%	92,31%	92,31%

Tabela E.3: Resultados Gerais para MT Semanal

CAE	Nº Clientes	PPC	Caso	Peso	Lucro	PALFp	PALFc	PALFv	PALFsv
47540	16	74,25%	7, Tsv <0,056638	18,14%	143 719,99 €	853,69 €	593,63 €	2 072,73 €	272,65 €
68100	11	70,90%	2, Tc >0,068880	75,51%	600 090,62 €	3 148,59 €	2 125,08 €	8 773,17 €	4 654,32 €
41100	5	71,86%	9, Tc >0,059453	6,34%	50 530,81 €	332,17 €	196,03 €	533,10 €	320,96 €

Tabela E.4: Resultados para todos os clientes MT Semanal

E.3 MT Semanal Opcional

	Ponta	Cheias	Vazio	Super Vazio
Tarifa inicial	0,057038	0,053590181	0,04485553	0,040035793
Tarifas Energia Simples	0,081921	0,078924	0,070391	0,065403
Margem de Venda	43,63%	47,27%	56,93%	63,36%
Lucro Médio (€/kWh)	0,022577	0,023170	0,023720	0,023762
Lucro (%)	27,56%	29,36%	33,70%	36,33%
Poss Aumento Margem de Venda	3,22%	0,60%	0,28%	0,71%
Tarifas Melhores	92,31%	69,23%	69,23%	84,62%

Tabela E.5: Resultados Gerais para MT Semanal Opcional

CAE	Nº Clientes	PPC	Caso	Peso	Lucro	PALFp	PALFc	PALFv	PALFsv
68100	17	70,90%	2, Tc >0,074714	4,80%	2 790,90 €	29,10 €	16,38 €	3,35 €	5,01 €
01500	1	71,36%	6, Tv >0,060512	95,20%	55 507,27 €	499,19 €	293,19 €	363,24 €	107,73 €

Tabela E.6: Resultados para todos os clientes MT Semanal Opcional

Referências

- [1] Eletricidade e Gás - Energia Simples Quem Somos. [Online; Acedido a 06-02-2021]. URL: <https://www.energiasimples.pt/institucional/empresa/quem-somos>.
- [2] Curvas agregadas de oferta e demanda | OMIE. [Online; Acedido a 31-03-2021]. URL: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?>
- [3] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Relatório sobre os mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural. 2020.
- [4] Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. Detalhes do funcionamento do mercado diário. Relatório técnico.
- [5] Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. Detalhes do funcionamento do mercado intradiário. Relatório técnico.
- [6] Francisco Diogo Silva de Sousa. Bilateral Contracting in Liberalized Energy Market: Contracts for Difference and Risk Management. (October):1–10, 2014. URL: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/844820067124277/resumo.pdf>.
- [7] Mehran Jafari e Asghar Akbari Foroud. A medium/long-term auction-based coalition-forming model for a virtual power plant based on stochastic programming. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 118(December 2019):105784, 2020. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105784>, doi:10.1016/j.ijepes.2019.105784.
- [8] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Relatório sobre os mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural em Portugal. 2020.
- [9] Decreto-Lei nº 29/2006, 15 de Fevereiro de 2006, DIÁRIO DA REPÚBLICA — I SÉRIE-A. 2006. URL: <https://dre.pt/application/conteudo/683861>.
- [10] ERSE. Comercialização. [Online; Acedido a 30-03-2021]. URL: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/comercializacao/>.
- [11] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS ESTRUTURA TARI-FÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2021. URL: <https://www.erse.pt/media/heddnqc/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2021.pdf>.
- [12] ERSE. Tarifas e Preços. [Online; Acedido a 30-03-2021]. URL: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>.

- [13] Entidade reguladora dos serviços energéticos regulamento tarifário. URL: <https://www.erse.pt/media/bhnpuida/articulado-rt-se-consolidado.pdf>.
- [14] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021. URL: <https://www.erse.pt/media/14rb452m/tarifas-e-preços-2021.pdf>.
- [15] Portaria nº 83/2020, Ambiente e Ação Climática, 1 de abril de 2020, DIÁRIO DA REPÚBLICA — I SÉRIE. URL: <https://dre.pt/application/conteudo/130954773>.
- [16] ERSE - Compreender a fatura. URL: <https://www.erse.pt/consumidores-de-energia/electricidade/compreender-a-fatura/>.
- [17] ERSE - Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás. URL: <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/electricidade/regulamento-de-relacoes-comerciais-do-setor-eletrico-e-do-setor-do-gas/>.
- [18] Fatura Amiga. URL: https://www.fatura-amiga.pt/wp-content/uploads/2018/07/fatura_simples_dow.pdf.
- [19] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS. Relatório técnico. URL: www.erse.pt.
- [20] ERSE - Medição e faturação de eletricidade e de gás natural. URL: https://www.erse.pt/media/trifxwje/20201013_erseforma_medicao_faturacao.pdf.
- [21] USING TIME-OF-USE TARIFFS TO ENGAGE CUSTOMERS AND BENEFIT THE POWER SYSTEM Country/region Europe. Relatório técnico. URL: https://enfirst.eu/wp-content/uploads/1_Using-ToU-Time-of-Use-tariffs-to-engage-consumers-and-benefit-the-power-system.pdf.
- [22] The International Renewable Energy Agency. *TIME-OF-USE TARIFFS INNOVATION LANDSCAPE BRIEF About IRENA*. 2019. URL: www.irena.org.
- [23] MJ Alves, CH Antunes Computers Operations Research, e undefined 2018. A semi-vectorial bilevel programming approach to optimize electricity dynamic time-of-use retail pricing. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0305054817303143>.
- [24] F Vom Scheidt, P Staudt ... Conference on Smart ..., e undefined 2019. Assessing the Economics of Residential Electricity Tariff Selection. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8849143/>.
- [25] JM Yusta, IJ Ramirez-Rosado International Journal of ..., e undefined 2005. Optimal electricity price calculation model for retailers in a deregulated market. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061505000451>.
- [26] R Li, Z Wang, C Gu, F Li, H Wu Applied Energy, e undefined 2016. A novel time-of-use tariff design based on Gaussian Mixture Model. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915002482>.

- [27] Y Wang, L Li Applied Energy, e undefined 2015. Time-of-use electricity pricing for industrial customers: A survey of US utilities. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915004201>.
- [28] MF Sulaima, NY Dahlan, ZM Yasin, MM Rosli, Sustainable Energy, e undefined 2019. A review of electricity pricing in peninsular Malaysia: Empirical investigation about the appropriateness of Enhanced Time of Use (ETOU) electricity tariff. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302965>.
- [29] Daniel Urieli e Peter Stone. Autonomous Electricity Trading Using Time-of-Use Tariffs in a Competitive Market. Relatório técnico. URL: www.aaai.org.
- [30] A Hatami, H Seifi IEEE Transactions on ... , e undefined 2011. A stochastic-based decision-making framework for an electricity retailer: Time-of-use pricing and electricity portfolio optimization. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5712193/>.
- [31] R de Sá Ferreira, LA Barroso, PR Lino ... on Smart Grid, e undefined 2013. Time-of-use tariff design under uncertainty in price-elasticities of electricity demand: A stochastic optimization approach. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6509446/>.
- [32] Trabalho De Projeto, Paulo Nuno, e Viseu De Oliveira. MESTRADO DECISÃO ECONÓMICA E EMPRESARIAL TRABALHO FINAL DE MESTRADO. Relatório técnico, 2013. URL: <http://www.repository.utl.pt/bitstream/10400.5/5388/1/DM-PNVO-2012.pdf>.
- [33] Feihu Hu, Xuan Feng, e Hui Cao. A Short-Term Decision Model for Electricity Retailers: Electricity Procurement and Time-of-Use Pricing. *mdpi.com*. URL: www.mdpi.com/journal/energies, doi:10.3390/en11123258.
- [34] Y Wang, Q Chen, C Kang, M Zhang Tsinghua Science ... , e undefined 2015. Load profiling and its application to demand response: A review. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7085625/>.
- [35] L Yang, C Dong, CLJ Wan, CT Ng International Journal of Production, e undefined 2013. Electricity time-of-use tariff with consumer behavior consideration. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925527313001229>.
- [36] Joseph M Roop e Eihab Fathelrahman. Modeling Electricity Contract Choice: An Agent-based Approach. Relatório técnico. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.195.8428&rep=rep1&type=pdf>.
- [37] Joshua Thumim. Investigating the potential impacts of Time of Use (TOU) tariffs on domestic electricity customers Report to Ofgem Investigating the potential impacts of Time of Use tariffs on domestic electricity customers. Relatório técnico. URL: www.cse.org.uk.
- [38] N Mahmoudi-Kohan, MP Moghaddam International Journal of ... , e undefined 2010. A three-stage strategy for optimal price offering by a retailer based on clustering techniques. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061510001158>.

- [39] N Mahmoudi-Kohan, MP Moghaddam Electric Power Systems ..., e undefined 2010. An annual framework for clustering-based pricing for an electricity retailer. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610000374>.
- [40] F. M. Andersen, H. V. Larsen, L. Kitzing, e P. E. Morthorst. Who gains from hourly time-of-use retail prices on electricity? An analysis of consumption profiles for categories of Danish electricity customers. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 3(6):582–593, nov 2014. doi:10.1002/wene.120.
- [41] G Chicco, R Napoli, P Postolache 2001 IEEE Porto ..., e undefined 2001. Electric energy customer characterisation for developing dedicated market strategies. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/964627/>.
- [42] G Chicco, R Napoli, P Postolache IEEE Power ..., e undefined 2002. Customer characterization options for improving the tariff offer. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4311841/>.
- [43] ML Crow 2014 North American Power Symposium (NAPS) e undefined 2014. Clustering-based methodology for optimal residential time of use design structure. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6965410/>.
- [44] L Zhao, Z Yang, WJ Lee IEEE Transactions on Industry, e undefined 2017. The impact of time-of-use (TOU) rate structure on consumption patterns of the residential customers. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7997783/>.
- [45] S Zhao, Z Ming 2014 International Conference on Power, e undefined 2014. Modeling demand response under time-of-use pricing. *ieeexplore.ieee.org*. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6993842/>.
- [46] C Bartusch, F Wallin, M Odlare, I Vassileva, L Wester Energy Policy, e undefined 2011. Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and customer perception. *Elsevier*. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151100468X>.
- [47] Marina Vianna Pereira. Desenvolvimento de um Algoritmo baseado em Técnicas de Data Mining para traçar Perfis de Consumo. 2020.
- [48] Dreamlee Sharma e Tapan Kumar Chakrabarty. Some general results on quantile functions for the generalized beta family. *Statistics, Optimization and Information Computing*, 5(4):360–377, 2017. doi:10.19139/soic.v5i4.312.