



## **Modelos de Gestão de Produção e Consumo Distribuído**

**FÁBIO JOEL GOUVEIA PEREIRA**

Julho de 2016

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistema Elétricos de Energia

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

## **Modelos de Gestão de Produção e Consumo Distribuído**

---

por

Fábio Joel Gouveia Pereira

Orientadora: Professora Doutora Judite Ferreira

Coorientador: Professor Doutor Manuel Azevedo

Julho de 2016



Dedico este trabalho a todas as pessoas que me são importantes



“Aprender é a única coisa de que a mente nunca se cansa, nunca tem medo e  
nunca se arrepende.”  
(Leonardo da Vinci)



## **Agradecimentos**

A todas as pessoas que de alguma forma me ajudaram e contribuíram para o meu sucesso académico, o meu muito obrigado por agora poder finalizar esta etapa, que é o termo do meu mestrado. Certamente, sem este auxílio, este percurso teria sido muito mais difícil.

Contudo, pretendo deixar o meu profundo agradecimento a todos que estiveram envolvidos na realização deste projeto, nomeadamente, à minha orientadora Professora Doutora Judite Ferreira pelas condições geradas para que este estágio se torna-se possível, bem como a sua ajuda e apoio que me concedeu ao longo destas últimas semanas e ao Professor Doutor Manuel Azevedo que me recebeu na Energia Simples e proporcionou este estágio onde pude desenvolver este projeto, onde a sua partilha de preciosos conhecimentos e o seu apoio foram essenciais para que conseguisse atingir os objetivos deste projeto. Por isso, apresento a minha profunda gratidão.

Agradeço também a toda a equipa da Energia Simples que me possibilitou a integração no grupo de trabalho, permitindo um enriquecimento pessoal e profissional.

Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer a todos os meus amigos e familiares, destacando obviamente os meus pais e a minha irmã, por todo o apoio e carinho que sempre me concederam ao longo da vida, pois de facto são os pilares que me sustentam.

Obrigado a todos.



## Resumo

Nos últimos anos assistiu-se à alteração do paradigma da legislação que rege a produção descentralizada em Portugal. Desde 2014, com a publicação do Decreto-Lei nº153/2014 é permitido em Portugal a instalação de Unidades de Pequena Produção (UPP) e de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). As UPP já se encontravam legisladas anteriormente, onde já era permitida e obrigatória a venda de toda energia produzida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), contudo, este novo decreto, introduziu a possibilidade de os próprios consumidores produzirem a energia que consomem, através das UPAC.

A legislação das UPAC tem a particularidade de apesar de serem direcionadas para autoconsumo, o excedente de produção pode ser vendido à RESP. Todavia, o preço da tarifa de venda é inferior ao preço da tarifa que é anulada caso a energia seja aproveitada para autoconsumir. Por esta razão, é importante que a UPAC esteja dimensionada adequadamente, para evitar que a energia produzida seja fornecida à RESP. Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem ter um papel fundamental, nomeadamente, as baterias.

Um dos grandes motivos para que os consumidores de energia elétrica adiram a sistemas de autoconsumo deve-se ao facto de nos últimos anos ter-se dado um crescente aumento do custo da energia elétrica, prevendo-se esta evolução no futuro.

Para incentivar a instalação de sistemas de autoconsumo, as entidades instaladoras têm desenvolvido modelos de negócios, criando condições atrativas para a sua adesão. Neste sentido, a presente dissertação tem como principal contributo desenvolver um modelo de negócio direcionado ao setor doméstico, que pode ser utilizado pelas entidades instaladoras. Este modelo tem por base ser viável para a entidade e ao mesmo tempo permitir que o cliente tenha uma poupança significativa na sua fatura de energia elétrica. Isto é, a entidade instaladora é responsável pelo dimensionamento do sistema de autoconsumo, onde deve suportar os custos de investimento e manutenção/exploração do sistema, recebendo por parte do cliente um valor pelos serviços inferior ao que este habitualmente paga na sua fatura de eletricidade. Por outro lado, a entidade instaladora, também deve ser agente de mercado para que possa ser capaz de adquirir energia no mercado. Esta característica proporciona às entidades instaladoras a capacidade de gerir o consumidor a nível da escolha do ciclo tarifário e período horário economicamente mais favorável.

A viabilidade do modelo de negócio depende do período que devem estar as duas partes contratualizadas para que o recebimento mensal fixo possa ressarcir a entidade quer pelo sistema de autoconsumo quer pela energia consumida da RESP.

Nesta dissertação é apresentado um caso de estudo que identifica detalhadamente as características que o modelo de negócio deve possuir. Este caso de estudo considera diversos consumidores de Baixa Tensão Normal (BTN), de modo a avaliar o comportamento do modelo para cada consumidor. Posteriormente, efetuam-se as devidas análises e conclusões sobre os resultados gerados.

## Palavras-Chave

Autoconsumo; Armazenamento de Energia; Consumidor Doméstico; Modelo de Negócio.



## Abstract

In recent years we have seen a change in the paradigm of legislation governing the decentralized generation in Portugal. Since 2014, with the publication of Decree-Law 153/2014 it is allowed in Portugal the installation of small generation units and generation units for self-consumption. The units of small generation were already previously legislated, where it was allowed and obliged to sell all the energy generated to the grid, however, this new decree introduced the possibility of consumers themselves to generate the energy they consume, through generation units for self-consumption.

The laws of generation units for self-consumption has the peculiarity of despite being directed to self-consumption, the surplus generation can be sold to the power grid. However, the tariff price of selling is lower than the price of the tariff, which is annulled if the energy is for own consumption. For these reasons, it is important that the generation unit for self-consumption is properly sized to prevent that the generated energy is supplied to the power grid. In this context, the electrical energy storage systems can play a vital role in particular, the batteries.

One of the major reasons for the electricity consumers adhere to self-consumption systems is due to the fact that in recent years have happened a growing increase in electricity cost, foreseeing this trend in the future.

One of the major reasons for the electricity consumers adhere to self-consumption systems is due to the fact that in recent years have happened a growing increase in electricity cost has happened, foreseeing this trend in the future.

In order to encourage the installation of self-consumption systems, the installers entities have developed business models, creating attractive conditions for membership. In this regard, the present work has, as its main contribution to develop a business model aimed at the domestic sector, which can be used by installers entities. This model is based be feasible for the entity and at the same time allowing the customer to have a significant savings on its electricity bill. That is, the installer entity is responsible for the design of the self-consumption system, in which they must bear the costs of investment and maintenance/operation of the system. Moreover, the installing entity must also be market agent for it to be able to acquire energy in the electricity market. This characteristic provides the installers entities the ability to manage the consumer in terms of choice of tariff cycle and economically most favorable time period.

The viability of the business model depends on the period that must be both parties contracted, so that the fixed monthly income can compensate the entity by self-consumption system and the energy consumed from the power grid.

In this thesis it is presented a case study that identifies in detail the characteristics that the business model should possess. This case study considers several consumers of normal low voltage, in order to evaluate the model behavior for each type of consumer. With the developed model the appropriate analysis and conclusions of the generated results were performed.

## Keywords

Self-consumption; Energy Storage; Domestic Consumer; Business Model.



## Acrónimos

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>
AGM	– Absorbed Glass Mat
AT	– Alta Tensão
BTE	– Baixa Tensão Especial
BTN	– Baixa Tensão Normal
CAE	– Contratos de Aquisição de Energia
CELE	– Comércio Europeu de Licença de Emissões
CIEG	– Custos de Interesse Económico Geral
CMEC	– Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CUR	– Comercializador de Último Recurso
DGEG	– Direção Geral de Energia e Geologia
DR	– Demand Response
DT	– Défice Tarifário
EDP	– Energias de Portugal
ERSE	– Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	– Fontes de Energia Renovável
MAT	– Muito Alta Tensão
MIBEL	– Mercado Ibérico de Energia Elétrica
MT	– Média Tensão
OMIE	– Operador do Mercado Ibérico de Energia
OMIP	– Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português
PD	– Produção Distribuída
PNAEE	– Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	– Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PPA	– Power Purchase Agreement
PRE	– Produção em Regime Especial
PRO	– Produção em Regime Ordinário
PVGIS	– Photovoltaic Geographical Information System
REN	– Redes Energéticas Nacionais
RESP	– Rede Elétrica de Serviço Público
RNT	– Rede Nacional de Transporte
SEE	– Sistemas Elétricos de Energia
SEN	– Sistema Elétrico Nacional
SERUP	– Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP
UPAC	– Unidades de Produção de Autoconsumo
UPP	– Unidades de Pequena Produção



## Índice

Agradecimentos .....	VII
Resumo .....	IX
Palavras-Chave .....	IX
Abstract .....	XI
Keywords.....	XI
Acrónimos .....	XIII
Índice de Figuras.....	XIX
Índice de tabelas .....	XXI
1. Introdução .....	3
1.1. Contextualização e Motivação .....	3
1.2. Objetivos.....	4
1.3. Organização do Relatório.....	4
2. Sistema Elétrico de Energia.....	9
2.1. Estrutura do Sistema Elétrico de Energia em Portugal.....	9
2.2. Mercado de Energia Elétrica em Portugal .....	12
2.2.1. Contexto Atual do Mercado de Energia Elétrica em Portugal .....	12
2.2.2. Evolução do Preço de Energia Elétrica no Mercado .....	15
2.2.2.1. Preço de Produção de Energia Elétrica .....	16
2.2.2.2. Perfis de Perdas nas Redes Elétricas .....	17
2.2.2.3. Custos do Gestor do Sistema.....	17
2.2.2.4. Tarifas de Acesso às Redes .....	18
2.3. Enquadramento das Futuras Políticas Energéticas em Portugal .....	19
2.3.1. Défice Tarifário .....	19
2.3.2. Metas Europeias.....	21
2.3.3. Evolução Futura do Setor Energético.....	23
3. Regimes de Produção Descentralizada.....	29
3.1. Enquadramento Legislativo.....	29
3.1.1. Condições de Acesso e Exercício das Atividades UPAC e UPP .....	30
3.1.2. Requisitos para Acesso ao Registo das UPAC e UPP .....	31

3.1.3.	Obtenção do Registo e Certificado de Exploração das UPAC e UPP .....	32
3.1.4.	Direitos e Deveres do Produtor .....	32
3.1.5.	Remuneração e Compensação das UPAC e UPP.....	33
3.1.6.	Principais Características das UPAC e UPP .....	37
3.2.	Tipos de Autoconsumo.....	38
3.2.1.	Autoconsumo com Ligação à Rede (Sem Injeção na Rede).....	38
3.2.2.	Autoconsumo com Ligação à Rede (Com Injeção na Rede) .....	40
3.3.	Benefícios no Setor Doméstico e no Setor Industrial.....	41
3.4.	Evolução dos Custos do Sistemas de Produção Solar Fotovoltaica .....	42
4.	Modelos de Negócio.....	47
4.1.	Modelo PPA.....	48
4.2.	Modelo <i>Lease</i> .....	48
4.3.	Modelo <i>Cash Purchase</i> .....	49
4.4.	Modelo <i>Loan</i> .....	49
4.5.	Outros Modelos de Negócio .....	49
4.6.	Comparação entre os Modelos de Negócios .....	50
5.	Caso de Estudo.....	53
5.1.	Novo Modelo de Negócio .....	53
5.1.1.	Dados de Entrada .....	54
5.1.1.1.	Perfil de Consumo .....	54
5.1.1.2.	Perfil de Produção .....	56
5.1.1.3.	Custos de Aquisição de Energia Elétrica.....	57
5.1.1.4.	Custo do Sistema Solar Fotovoltaico com Armazenamento .....	58
5.2.	Resultados.....	59
5.2.1.	Caso de Estudo 1 – Consumidor BTN de 6,9 kVA.....	60
5.2.1.1.	Determinação da Melhor Opção Tarifária para a Entidade .....	61
5.2.1.2.	Definição das Características do Modelo de Negócio .....	72
5.2.1.3.	Determinação da Capacidade do Sistema Solar Fotovoltaico .....	79
5.2.1.4.	Análise de Sensibilidade (para 2020) .....	81
5.2.2.	Caso de Estudo 2 – Consumidor BTN de 6,9 kVA (Aquisição Kit) .....	82
5.2.3.	Caso de Estudo 3 – Consumidores BTN entre 3,45 e 13,8 kVA.....	83

5.2.4. Conclusões .....	87
6. Conclusões e Trabalho Futuro.....	91
6.1. Principais Conclusões e Contribuições.....	91
6.2. Perspetivas para um Trabalho Futuro.....	93
Referências .....	97
Anexos	
Anexo A.....	A.1
Anexo B.....	B.1
Anexo C.....	C.1
Anexo D.....	D.1
Anexo E.....	E.1
Anexo F.....	F.1
Anexo G .....	G.1



## Índice de Figuras

Figura 1 – Estrutura do Sistema Elétrico de Energia em Portugal, Baseado em [Santos-2012].	9
Figura 2 – Evolução do Número de Clientes Aderentes ao Mercado Liberalizado com Respetivo Consumo Mensal no Último Ano Civil [ERSE-2016e].	14
Figura 3 – Base da Estrutura das Tarifas Aplicadas aos Consumidores Finais, Baseado em [ERSE-2016a].	15
Figura 4 – Preço Médio de Energia no Mercado Diário para os Últimos 6 Anos [REN-2015b, REN-2016d].	16
Figura 5 – Evolução Tarifária das Tarifas de Acesso às Redes [ERSE-2015d].	18
Figura 6 – Evolução dos CIEG a partir 1999 [ERSE-2015d].	20
Figura 7 – Evolução do Défice Tarifário (DT) [Azevedo-2013, ERSE-2014, ERSE-2015d].	20
Figura 8 – Percentagem de FER no Consumo Final em Alguns Países da UE e da UE [Eurostat-2015].	22
Figura 9 – Procedimento do Registo até Emissão do Certificado de Exploração Definitivo de uma Instalação de Produção.	32
Figura 10 – Preços de Energia Elétrica Verificados no OMIE no Mercado Diário (Pólo Português) [OMIE-2016].	34
Figura 11 – Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico, com Ligação à RESP, sem Injeção e com armazenamento, baseado em [Cambio Energetico-2016].	39
Figura 12 – Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico, com Ligação à RESP, com Injeção e armazenamento, baseado em [Cambio Energetico-2016].	40
Figura 13 – Evolução do Custo do Sistema Solar Fotovoltaica [Agora-2015].	42
Figura 14 – Evolução das UPAC Registadas em Portugal, desde a Entrada em Vigor do Decreto-Lei nº153/2014 [DGEG-2016b].	47
Figura 15 – Exemplo de Consumo Médio Diário: A) Janeiro e B) Julho.	56
Figura 16 – Produção Média Fotovoltaica de um Dia Típico de Janeiro e Julho no Porto [PVGIS-2016].	57
Figura 17 – Avaliação do Modelo de Negócio Proposto.	59
Figura 18 – Custo Diário para um Cliente BTN de 6,9 kVA, em €, para Consumo Típico do Mês de Julho.	62
Figura 19 – Custo Anual por Opção Tarifária, em €.	64
Figura 20 – Consumo vs Produção para um Dia Útil do Mês de Julho de 2016.	64
Figura 21 – Origem da Energia Elétrica para Satisfazer o Consumo ao Longo do Ano de 2016.	65
Figura 22 – Custo Diário para um Cliente BTN de 6,9 kVA, em €, para Consumo Típico do Mês de Julho de 2016, com Instalação de uma UPAC.	66
Figura 23 – Custo Anual por Opção Tarifária, em €, com Instalação de uma UPAC.	67
Figura 24 - Consumo vs Produção e Armazenamento para um Dia Útil do Mês de Julho de 2016.	68
Figura 25 – Origem da Energia para Satisfazer o Consumo ao Longo do Ano de 2016.	69
Figura 26 – Custo Diário para um Cliente BTN de 6,9 kVA, em €, para Consumo Típico do Mês de Julho de 2016, com Instalação de uma UPAC com Baterias.	69
Figura 27 - Custo Anual por Opção Tarifária, em €, com Instalação de uma UPAC com Baterias.	71

Figura 28 – Evolução das Três Simulações por Opção Tarifária para o Custo Anual, em €.....	71
Figura 29 – Diagrama da Análise Técnico-Económica do Modelo de Negócio. ....	72
Figura 30 – Esquema de Apresentação dos Resultados. ....	73
Figura 31 – Produção e Armazenamento Mensal, para o Ano de 2016. ....	75
Figura 32 – Número de Ciclos por Mês, para o Ano de 2016. ....	75
Figura 33 – Evolução do Cash Flow Atualizado Acumulado para os Primeiros 20 Ano com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Húmido.....	77
Figura 34 – Evolução do Cash Flow Atualizado Acumulado para os Primeiros 20 Ano com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Seco. ....	77
Figura 35 – Indicadores Económicos do Modelo de Negócio para a Entidade Instaladora. ....	78
Figura 36 – Custo do Cliente Antes e Após do Modelo de Negócio. ....	78
Figura 37 – Evolução do Payback por Potência Instalada para a Entidade instaladora. ....	80
Figura 38 – Evolução dos Indicadores Económicos por Potência Instalada: A) Ano Húmido; B) Ano Seco. ....	80
Figura 39 - Indicadores Económicos (Atual e para 2020) do Modelo de Negócio para a Entidade Instaladora. ....	82
Figura 40 – Evolução do Cash Flow Atualizado Acumulado para os Primeiros 20 Ano com Instalação do Kit de Autoconsumo para o Cliente. ....	82
Figura 41 – Indicadores Económicos para Cada Tipo de Consumidor BTN: A) Ano Húmido; B) Ano Seco. ....	87
Figura C1 – Quantidades e Tipos de Equipamentos que Constituem o Kit de 1,5 kW [Martifer-2016]. ....	C.3
Figura C2 – Quantidades e Tipos de Equipamentos que Constituem o Kit de 3 kW [Martifer-2016]. ....	C.3
Figura C3 – Modelo de Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016]. ....	C.4
Figura C4 – Especificações Elétricas dos Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016]. ....	C.4
Figura C5 – Especificações Mecânicas dos Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016]. ....	C.5
Figura C6 – Curva I-V dos Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016]. ....	C.5
Figura C7 – Modelo de Inversor Usado nos Kits [Martifer-2016]. ....	C.5
Figura C8 – Especificações do Inversor “Axpert MKS 3K-24 Plus” Usado no Kit 1,5 kW [Voltronic-2016a]. ....	C.6
Figura C9 – Especificações do Inversor “Axpert MKS 5K” Usado no Kit 3 kW [Voltronic-2016b]. ....	C.7
Figura C10 – Principais Características das Baterias “UP-TSF250-12” Usadas nos Kits [Master-2016]. ....	C.8

## Índice de tabelas

Tabela 1 – Produção em Regime Ordinário (PRO) por Fonte em Portugal, em GWh [REN-2016a].	10
Tabela 2 – Produção em Regime Especial (PRE) por Fonte em Portugal, em GWh [REN-2016a].	10
Tabela 3 – Caracterização da Rede de Transporte em Portugal, em km, para os últimos 5 anos [REN-2011, REN-2012, REN-2013, REN-2014, REN-2015a e REN-2016b].	11
Tabela 4 – Caracterização da Rede de Distribuição em Portugal, em km [EDP-2011, EDP-2012, EDP-2013, EDP-2014 e EDP-2015].	11
Tabela 5 – Lista de Comercializadores de Energia Elétrica Presentes em Portugal e Categorias de Clientes Abrangidos pelos seus Serviços [ERSE-2016f, ERSE-2016g].	13
Tabela 6 – Valores Médios Anuais para o Ano de 2016, Baseado em [ERSE-2015c].	17
Tabela 7 – Consumo de Energia Primária, em Mtep [DGEG-2013].	21
Tabela 8 – Processo de Licenciamento das UPAC e UPP.	31
Tabela 9 – Características da Tarifa de Remuneração da UPP [Portaria-2015b].	36
Tabela 10 – Principais Características das UPAC e UPP.	37
Tabela 11 – Evolução de UPAC Registadas no SERUP [DGEG-2016b].	38
Tabela 12 – Evolução dos Custos de Produção de Unidades de Armazenamento [Lazard-2015].	43
Tabela 13 – Resumo Comparativo entre os Diversos Modelos de Negócio [SolarCity-2016, DZ4-2016].	50
Tabela 14 – Características do Modelo de Negócio para o Cliente.	53
Tabela 15 – Clientes previstos em regime BTN [ERSE-2015e].	54
Tabela 16 – Classificação dos Perfis de Consumo Tipo para BTN [ERSE-2015e].	55
Tabela 17 – Consumo Médio Anual, em kWh [DECO-2016].	55
Tabela 18 – Custos do Sistema Solar Fotovoltaico [Martifer-2016].	59
Tabela 19 – Consumo Diário e Mensal, em kWh, para um Típico Consumidor 6,9 kVA Bi-horário.	60
Tabela 20 – Períodos Horários para Consumidores BTN.	61
Tabela 21 – Custos Diários para o Mês de Julho de 2016, em €.	63
Tabela 22 – Custo Mensal para o ano de 2016, em €.	63
Tabela 23 – Custos Diários para o Mês de Julho de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC.	66
Tabela 24 – Custo Mensal para o ano de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC.	67
Tabela 25 – Custos Diários para o Mês de Julho de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC com Baterias.	70
Tabela 26 – Custo Mensal para o ano de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC com Baterias.	70
Tabela 27 – Dados de Entrada.	73
Tabela 28 – Custos Obtidos com a Aquisição da Energia Elétrica no Mercado, em € - Ano Húmido.	74
Tabela 29 – Consumo Mensal por Período Horário e Custo Mensal Por Período Tarifário, para o Ano de 2016.	76
Tabela 30 – Fatura Mensal Cliente, para o Ano de 2016.	76
Tabela 31 – Principais Características do Modelo de Negócio – Resumo.	79

Tabela 32 – Custos do Sistema Solar Fotovoltaico Atual e para 2020 [Martifer-2016, Agora-2015, Lazard-2015].	81
Tabela 33 – Indicadores Económicos Obtidos para o Cliente.	83
Tabela 34 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 3,45 kVA.	84
Tabela 35 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 4,6 kVA.	84
Tabela 36 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 5,75 kVA.	85
Tabela 37 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 6,9 kVA.	85
Tabela 38 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 10,35 kVA.	86
Tabela 39 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 13,8 kVA.	86
Tabela A1 – Tarifas de Acesso às Redes em MAT, em 2016 [ERSE-2015d].	A.3
Tabela A2 – Tarifas de Acesso às Redes em AT, em 2016 [ERSE-2015d].	A.3
Tabela A3 – Tarifas de Acesso às Redes em MT, em 2016 [ERSE-2015d].	A.4
Tabela A4 – Tarifas de Acesso às Redes em BTE, em 2016 [ERSE-2015d].	A.4
Tabela A5 – Tarifas de Acesso às Redes em BTN para Potência Contrada Superior a 20,7 kVA, em 2016 [ERSE-2015d].	A.5
Tabela A6 – Tarifas de Acesso às Redes em BTN para Potência Contrada Igual ou Inferior a 20,7 kVA, em 2016 [ERSE-2015d].	A.5
Tabela A7 – Tarifas de Acesso às Redes em BTN Social para Potência Contrada igual ou inferior a 6,9 kVA, em 2016 [ERSE-2015d].	A.6
Tabela B1 – Percentagem de FER no Consumo Final de Energia Elétrica (%) [Eurostat-2015].	B.3
Tabela C1 – Restantes Características das Baterias “UP-TSF250-12” Usadas nos Kits [Master-2016].	C.8
Tabela D1 – Opções Tarifárias e Número de Períodos Horários para BTN, baseado em [ERSE-2014].	D.3
Tabela D2 – Duração dos Períodos Horários com Ciclo Semanal, adaptado de [ERSE-2014].	D.3
Tabela D3 – Duração dos Períodos Horários com Ciclo Diário, adaptado de [ERSE-2014].	D.3
Tabela D4 – Ciclo Semanal para Todos os Fornecimentos em Portugal Continental [Diretiva-2015].	D.4
Tabela D5 – Ciclo Diário para BTE e BTN em Portugal Continental [Diretiva-2015].	D.4
Tabela D6 – Tarifa Transitoria de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) [ERSE-2015d].	D.5
Tabela E1 – Custos Obtidos com a Aquisição da Energia Elétrica no Mercado, em € - Ano Seco.	E.3
Tabela E2 – Análise Energética para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo.	E.3
Tabela E3 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Húmido.	E.4
Tabela E4 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Seco.	E.5
Tabela E5 – Análise Económica da Poupança do Cliente, em €.	E.5

Tabela E6 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo para 2020 – Ano Húmido.....	E.6
Tabela E7 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo para 2020 – Ano Seco. ....	E.7
Tabela F1 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Aquisição do Kit de Autoconsumo. ....	F.3
Tabela G1 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1 kWp.....	G.3
Tabela G2 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1 kWp – Ano Húmido. .....	G.3
Tabela G3 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.....	G.4
Tabela G4 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1 kWp – Ano Seco. .....	G.4
Tabela G5 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.....	G.4
Tabela G6 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,25 kWp.....	G.5
Tabela G7 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,25 kWp – Ano Húmido. ....	G.5
Tabela G8 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.....	G.6
Tabela G9 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,25 kWp – Ano Seco. .....	G.6
Tabela G10 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco. ....	G.6
Tabela G11 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,5 kWp.....	G.7
Tabela G12 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,5 kWp – Ano Húmido. ....	G.7
Tabela G13 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.....	G.8
Tabela G14 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,5 kWp – Ano Seco. .....	G.8
Tabela G15 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco. ....	G.8
Tabela G16 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,75 kWp.....	G.9
Tabela G17 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,75 kWp – Ano Húmido. ....	G.9
Tabela G18 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.....	G.10
Tabela G19 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,75 kWp – Ano Seco. .....	G.10
Tabela G20 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco. ....	G.10
Tabela G21 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2 kWp.....	G.11
Tabela G22 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2 kWp – Ano Húmido. .....	G.11
Tabela G23 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.....	G.12

Tabela G24 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2 kWp – Ano Seco. .....	G.12
Tabela G25 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco. ....	G.12
Tabela G26 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2,25 kWp.....	G.13
Tabela G27 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2,25 kWp – Ano Húmido.....	G.13
Tabela G28 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.....	G.14
Tabela G29 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2,25 kWp – Ano Seco. .....	G.14
Tabela G30 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco. ....	G.14

# Capítulo 1

## Introdução

---



## 1. Introdução

Este capítulo apresenta a contextualização e motivação, bem como os objetivos e a contribuição do trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação. A importância do autoconsumo no contexto residencial com a possibilidade de ser auxiliado por sistemas de armazenamento é explicada.

Além disso, é também exposto neste capítulo a organização do relatório da dissertação.

### 1.1. Contextualização e Motivação

Nos últimos anos, a legislação em Portugal para os regimes de produção descentralizada alterou-se de modo a permitir a instalação de sistemas de autoconsumo com a entrada em vigor do Decreto-Lei nº153/2014. A partir de então, é permitido a instalação de sistemas de produção de energia elétrica para venda à rede elétrica, através de Unidades de Pequena Produção (UPP), ou para autoconsumo com recurso a Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC).

Numa instalação UPAC o consumidor pode produzir a sua própria energia e consumi-la. Estes sistemas podem estar ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), onde o excedente da energia elétrica produzida pode ser vendido à RESP. Contudo, atualmente o preço da tarifa de venda é mais baixa do que aquela que o consumidor consegue anular, caso toda a energia produzida pelo seu sistema electroprodutor seja autoconsumida. Assim, é essencial que os sistemas UPAC estejam adequadamente dimensionados para que não haja excedente, ou então, que este esteja acoplado a unidades de armazenamento, sendo as baterias as mais comuns para armazenarem o excedente produzido. Quando a procura for superior à produção do sistema de autoconsumo, as baterias descarregam a energia armazenada resultante do excedente produzido [DL-2014, Costa-2014].

Esta alteração do paradigma da legislação permitiu que muitos consumidores de energia elétrica optassem por instalar estes sistemas, para fazer face ao facto de, em Portugal ano após ano, a energia elétrica estar cada vez mais cara. Por exemplo, só no ano de 2016, os consumidores portugueses viram a sua tarifa de energia elétrica a ser agradada em 2,5% [ERSE-2015a].

A principal causa neste momento que influencia o aumento dos preços é o Défice Tarifário (DT) que o país atravessa. Uma vez que, politicamente foram tomadas medidas estratégicas, provocando aos atuais consumidores de energia elétrica um aumento do preço de energia elétrica pela energia que foi consumida no passado e não foi adequadamente paga. Esses custos são inseridos nos custos de interesse económico geral nas tarifas de acesso às redes que devem ser pagas por todos os consumidores de energia elétrica [Azevedo-2013, ERSE-2015b].

Os sistemas solares fotovoltaicos são as tecnologias que apresentam maiores potencialidades para se utilizarem em instalações UPAC. Assim, os consumidores domésticos podem recorrer a este tipo de sistemas como fonte electropodutora, dando utilidade aos telhados que estavam desaproveitados.

Deste modo, caso os consumidores instalem sistemas de autoconsumo nas suas instalações de consumo, a sua dependência da RESP diminui. No entanto, para muitos consumidores que possam estar interessados na instalação dos referidos sistemas, existe uma grande dificuldade em adquirir este tipo de equipamentos, devido ao facto de ainda ser uma tecnologia relativamente prematura e apresentar um

elevado preço de mercado. Outra grande contrariedade pode ser também as unidades de armazenamento, que para além de apresentar um elevado preço, podem possuir um período de vida útil relativamente baixo, que depende do modo de utilização [Costa-2014, IEC-2016].

Deste modo, muitas entidades instaladoras têm vindo a desenvolver modelos de negócios que permitem facilitar a instalação deste tipo de sistemas evitando que os consumidores tenham de despende um elevado investimento inicial na aquisição do sistema. Entre os principais modelos praticados constam os modelos de *Power Purchase Agreement* (PPA) ou de arrendamento (*Lease*) do sistema [SEIA-2012].

Devido à conjuntura económica que o país atravessa, os modelos de negócios praticados continuam a ser inacessíveis a uma grande fatia de consumidores, essencialmente, os consumidores do setor doméstico. Assim, é perentório que as entidades instaladoras continuem a desenvolver modelos de negócios adequados a cada segmento de mercado, facilitando a implementação de sistemas de autoconsumo, a potenciais clientes.

## **1.2. Objetivos**

Os objetivos desta dissertação consistem em estudar os diversos modelos de negócios que se implementam na instalação de sistemas solares fotovoltaicos por entidades instaladoras com fundamento na atual legislação do autoconsumo em Portugal.

Neste trabalho o modelo de negócio desenvolvido deve proporcionar um modelo competitivo que seja economicamente viável e que permita uma poupança ao cliente ao aderir ao referido modelo. Para tal, é desenvolvido uma ferramenta de cálculo com o propósito de verificar a viabilidade ao nível técnico e económico quer do ponto de vista da entidade instaladora quer do cliente, considerando a instalação de um sistema solar fotovoltaico para autoconsumo com armazenamento, no setor doméstico.

Por fim, efetuar a análise dos resultados obtidos a partir do estudo do modelo implementado em clientes BTN do setor doméstico e retirar as respetivas conclusões.

## **1.3. Organização do Relatório**

O presente relatório divide-se em 6 capítulos, incluindo o presente, no qual o propósito é apresentar uma introdução do tema do trabalho, os objetivos e a organização do relatório realizado.

O capítulo 2 é ilustrado uma síntese do sistema elétrico de energia em Portugal, onde são contempladas de forma sucinta a estrutura do sistema elétrico de energia nacional, assim como o mercado de energia elétrica. Além disso, é referido um enquadramento das futuras políticas energéticas em Portugal, não só para acompanhar a evolução do setor elétrico, mas também por imposição da União Europeia, da qual o país pertence.

No capítulo 3 é descrito os regimes de produção descentralizada com ênfase no enquadramento legal em vigor, e as características dos tipos de autoconsumo com os respetivos benefícios para o setor doméstico e industrial.

A pesquisa sobre diversos modelos de negócios que diversas entidades instaladoras de sistemas solares fotovoltaicos praticam em mercados competitivos é ilustrada no capítulo 4. Estes modelos servem de base para o modelo de negócio que é apresentado no capítulo 5.

O capítulo 5 é referente ao caso de estudo, onde é descrito detalhadamente o modelo de negócio considerado da qual é desenvolvida a análise e os resultados detalhados conseguidos no caso de estudo com a implementação do novo modelo de negócio.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho realizado, salientando vários aspetos de trabalho futuro.



# Capítulo 2

## Sistema Elétrico de Energia

---



## 2. Sistema Elétrico de Energia

O panorama de operação e exploração dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) tem vindo continuamente a desenvolver-se com o intuito de garantir uma melhoria da eficiência dos serviços de energia elétrica. Ao longo deste capítulo será identificado o presente panorama do setor elétrico em Portugal, bem como as perspectivas de evolução de futuro.

### 2.1. Estrutura do Sistema Elétrico de Energia em Portugal

Nos últimos anos, tanto em Portugal, como um pouco por todo o mundo, tem-se vindo a reformular o setor elétrico, com a tendência de suprimir a verticalização integrada neste setor. Atualmente, o setor elétrico é dividido em cinco áreas, designadamente, produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica. A Figura 1 identifica a reestruturação do Sistema Elétrico Nacional (SEN) de Portugal.

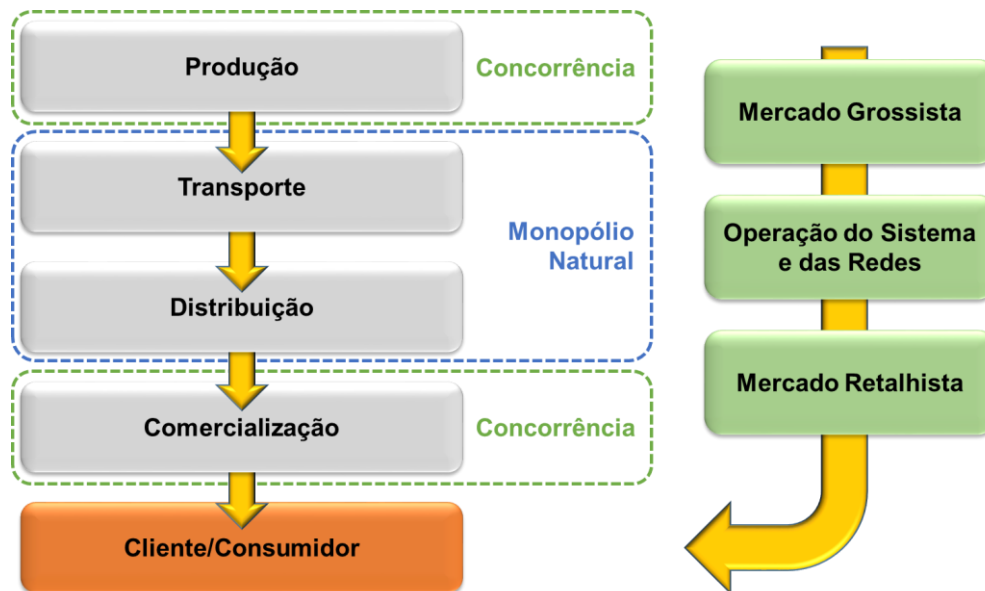


Figura 1 – Estrutura do Sistema Elétrico de Energia em Portugal, Baseado em [Santos-2012].

No que diz respeito à atividade de produção de energia elétrica, tradicionalmente caracteriza-se por uma produção centralizada com recurso às centrais térmicas e hídricas. Contudo, esta tem vindo a sofrer alterações significativas com a crescente aposta em recursos de Produção Distribuída (PD), nomeadamente, com origem em Fontes de Energia Renovável (FER), através dos aproveitamentos eólicos, solares fotovoltaicos e com a implementação de centrais mini-hídricas e centrais térmicas a partir da combustão de biomassa e biogás [ERSE-2016a]. Tal facto, permite que cada vez mais a produção descentralizada de energia elétrica tenha maior preponderância no setor produtor elétrico, obtendo assim, uma produção próxima dos centros de consumo.

A Tabela 1 apresenta a Produção em Regime Ordinário (PRO) nos últimos 5 anos em Portugal, por tipo de fonte, enquanto a

Tabela 2 mostra para o período referido, a Produção em Regime Especial (PRE), por tipo de fonte.

**Tabela 1 – Produção em Regime Ordinário (PRO) por Fonte em Portugal, em GWh [REN-2016a].**

Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hídrica	14 869	11 115	5 824	13 304	14 663	8 357
Térmica	17 300	19 435	18 155	12 454	12 473	18 490

**Tabela 2 – Produção em Regime Especial (PRE) por Fonte em Portugal, em GWh [REN-2016a].**

Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Eólica	9 023	9 002	10 011	11 750	11 813	11 423
Fotovoltaica	204	262	358	443	594	745
Outras PRE Renováveis	8 690	8 918	8 583	9 885	9 455	8 235

Deste modo, a atividade de produção é caracterizada por permitir concorrência entre as diversas centrais electroprodutoras, que por sua vez concorrem em regime de mercado, juntamente com as centrais produtoras espanholas, no Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL).

A formação do MIBEL tem o objetivo de beneficiar os consumidores de energia elétrica de Portugal e Espanha, com a integração dos dois sistemas elétricos, através dos seguintes princípios [OMIP-2016]:

- Transparência;
- Livre Concorrência;
- Objetividade;
- Liquidez;
- Autofinanciamento;
- Auto-organização.

O MIBEL permite definir preços de referência para a produção de energia elétrica para os respetivos países, onde é fomentada a livre concorrência entre as empresas do setor elétrico. Esta entidade garante que todos os participantes possam ter o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade [OMIP-2016].

A energia produzida é veiculada para a rede de transporte, que a entrega às redes de distribuição, de modo a canalizá-la até aos consumidores finais. No entanto, com a inclusão de PD nos SEE, a parte da energia produzida por essas tecnologias é diretamente injetada nas redes de distribuição, não necessitando do uso da rede de transporte.

Tal como identificado na Figura 1, as entidades responsáveis pelo transporte e distribuição de energia elétrica continuam a possuir um monopólio natural do setor, devido ao facto de ainda existirem muitos entraves económicos que condicionam as empresas a deixarem de ter o referido monopólio natural. Estas entidades devem garantir a operacionalidade do sistema, assegurando que as condições técnicas para exploração do sistema e das redes são as mais adequadas [ERSE-2016b].

A Rede Nacional de Transporte (RNT) tem vindo numa constante evolução, não só para satisfazer as necessidades de consumo, mas também para promover melhorias na interligação com Espanha. A Tabela 3 apresenta para cada nível de tensão, a extensão das linhas da rede de transporte existentes em Portugal.

**Tabela 3 – Caracterização da Rede de Transporte em Portugal, em km, para os últimos 5 anos [REN-2011, REN-2012, REN-2013, REN-2014, REN-2015a e REN-2016b].**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
400 kV	1 973	2 236	2 333	2 434	2 467	2 632
220 kV	3 467	3 492	3 521	3 565	3 601	3 611
150 kV	2 609	2 643	2 680	2 734	2 561	2 562
<b>Total</b>	<b>8 049</b>	<b>8 371</b>	<b>8 534</b>	<b>8 733</b>	<b>8 630</b>	<b>8 805</b>

Relativamente à rede de distribuição, esta caracteriza-se por apresentar 3 níveis de tensão, Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), podendo ser divididas em linhas aéreas ou cabos subterrâneos. A Tabela 4 apresenta a extensão das linhas aéreas e cabos subterrâneos da rede de distribuição em Portugal.

**Tabela 4 – Caracterização da Rede de Distribuição em Portugal, em km [EDP-2011, EDP-2012, EDP-2013, EDP-2014 e EDP-2015].**

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Linhas Aéreas</b>	<b>172 181</b>	<b>173 469</b>	<b>174 293</b>	<b>175 171</b>	<b>175 614</b>
AT (60/132 kV)	8 485	8 592	8 625	8 779	8 844
MT (6/10/15/30 kV)	57 945	58 133	58 152	58 195	58 184
BT (230/400 V)	105 751	106 744	107 516	108 197	108 586
<b>Cabos Subterrâneos</b>	<b>48 136</b>	<b>49 159</b>	<b>49 441</b>	<b>49 695</b>	<b>47 909</b>
AT (60/132 kV)	496	522	515	524	531
MT (6/10/15/30 kV)	15 527	16 009	16 027	16 044	14 135
BT (230/400 V)	32 113	32 627	32 899	33 127	33 243
<b>Total</b>	<b>220 317</b>	<b>222 628</b>	<b>223 734</b>	<b>224 866</b>	<b>223 523</b>

Em Portugal a rede de transporte é concessionada pela Redes Energéticas Nacionais (REN), enquanto que a rede de distribuição é operada pela Energias de Portugal (EDP Distribuição), exceto em algumas pequenas localidades que são da responsabilidade de cooperativas locais.

Pela necessidade das concessionárias da rede de transporte e distribuição serem devidamente remuneradas pelas suas atividades, devem ser desenvolvidas tarifas que permitam tais remunerações. As tarifas aplicadas são fixadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), onde devem abranger vários custos inerentes, designadamente: perdas de distribuição, exploração e manutenção da rede, bem como a desvalorização do capital investido e, por conseguinte, o lucro da sua atividade.

Em Portugal, a principal alteração dos últimos anos no setor elétrico deveu-se à separação da atividade de distribuição de energia elétrica da atividade de comercialização, visto que anteriormente estas duas atividades atuavam em conjunto. A alteração deste panorama permitiu assegurar a introdução de concorrência no setor da comercialização com a entrada de novas entidades para o devido efeito, e assim, poder proporcionar benefícios aos consumidores. Isto é, através do mercado liberalizado cada consumidor nos dias de hoje pode estabelecer contrato para fornecimento de energia elétrica, com a comercializadora que lhe melhor convier. Contudo, para proteção dos consumidores, continua a existir um mercado regulado, que é gerido pela ERSE, onde atua o Comercializador de Último Recurso (CUR) cuja finalidade

é servir e garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço [ERSE-2016c, REN-2016c].

As entidades comercializadoras, que trabalham no mercado liberalizado, podem comprar e vender energia elétrica livremente, com direito ao uso das redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso às redes pré-estabelecidas pela ERSE. Para além disso, devem ser garantidos os princípios de qualidade de abastecimento contínuo de energia elétrica e disponibilização de informação transparente e simples aos seus clientes [REN-2016c].

Assim, ao analisar a estrutura atual do sistema elétrico de energia em Portugal continental pode-se verificar que a evolução do setor de comercialização para o mercado liberalizado é o aspeto com maior relevância e impacto no sistema nacional, onde cerca de 6 milhões de clientes têm à sua disposição uma ampla oferta para satisfazer as suas necessidades de consumo.

## **2.2. Mercado de Energia Elétrica em Portugal**

### **2.2.1. Contexto Atual do Mercado de Energia Elétrica em Portugal**

Como referido no ponto 2.1, aquando da descrição da atividade da comercialização de energia elétrica, em Portugal continental desde 4 de setembro de 2006 todos os consumidores podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica, pois desde então Portugal passou a praticar o mercado liberalizado. Esta alteração no paradigma da comercialização de energia elétrica deveu-se por imposição da Diretiva nº2003/54/CE, que estabelecia a liberalização do mercado a partir de 1 de julho de 2007 [ERSE-2016d].

Os principais objetivos da liberalização do mercado passam por um aumento de concorrência no setor, de modo a desenvolver preços mais competitivos, melhoria da qualidade de serviço, a fim de possibilitar uma maior satisfação dos clientes do setor.

Cada comercializador pode deliberar os preços da energia elétrica a que se propõe praticar, no entanto, é obrigado a expô-los publicamente, especialmente, no que diz respeito a consumidores ligados em Baixa Tensão Normal (BTN), com potência contratada até 41,4 kVA inclusive. Também devem informar anualmente a ERSE dos preços de referência a que se propõem praticar, bem como trimestralmente informar dos preços efetivamente praticados [DL-2006]. Deste modo, os consumidores podem obter facilmente a informação dos preços de energia elétrica praticados no mercado liberalizado de forma clara e transparente.

No mercado liberalizado os consumidores podem mudar de comercializador livremente, sem que exista número máximo de mudanças de comercializador ou de quaisquer encargos associados às respetivas mudanças. Além disso, atualmente os comercializadores não colocam nenhum período de fidelização para clientes em regime BTN, embora para os restantes níveis de tensão, a saber, Baixa Tensão Especial (BTE), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT), normalmente são estabelecidos períodos de fidelização, em que dentro desse período se os clientes pretenderem a mudança de fornecedor de energia elétrica sofrem uma penalização. A gestão dos processos de mudança de comercializador está ao encargo da EDP Distribuição. Estes processos de mudança de comercializador geralmente faz-se em 5 dias úteis, podendo prolongar-se em alguns processos com necessidades de intervenção na instalação até um período máximo de 3 semanas [ERSE-2016e].

Na Tabela 5 é apresentada a lista de entidades comercializadoras em regime de mercado que estão licenciadas ou registadas na Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para operar em Portugal continental, ao abrigo do Decreto-Lei nº29/2006, de 15 de fevereiro e do Decreto-Lei nº172/2006, de 23 de agosto, onde estão expostos o tipo de consumidores que estas entidades dispõem os seus serviços.

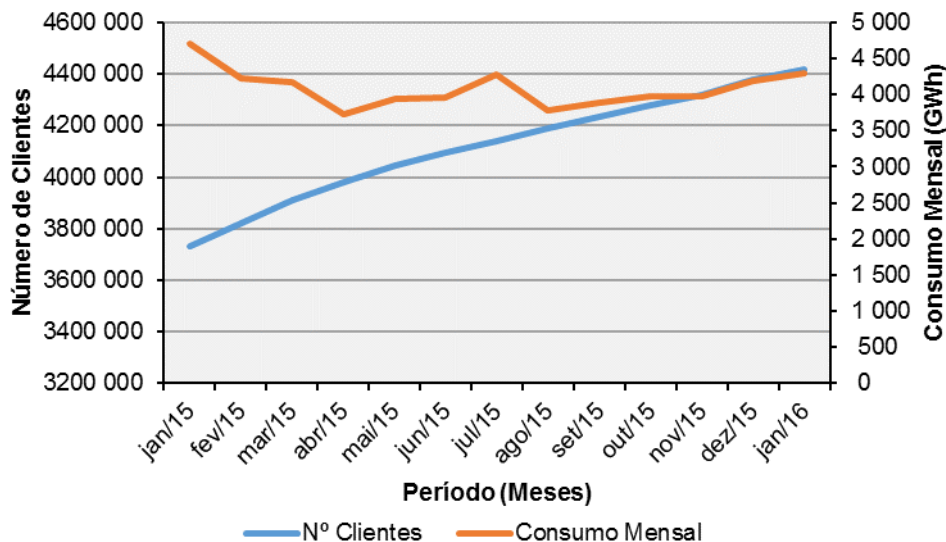
**Tabela 5 – Lista de Comercializadores de Energia Elétrica Presentes em Portugal e Categorias de Clientes Abrangidos pelos seus Serviços [ERSE-2016f, ERSE-2016g].**

Comercializadores		Domésticos	Grandes Consumidores	Industriais	Pequenos Negócios
Entidade	Marca				
Coopérnico – Cooperativa de Desenvolvimento Sustentável, CRL	Coopérnico	✓	✗	✗	✗
Ecochoice	Ecochoice	✓	✓	✓	✓
EDP Comercial – Comercialização de Energia, SA	EDP	✓	✓	✓	✓
ELusa Comercialização de Eletricidade	ELusa	✓	✓	✓	✓
ENAT – Energias Naturais, Lda	ENAT	✓	✓	✓	✓
Endesa – Endesa Energia Sucursal Portugal	Endesa	✓	✓	✓	✓
Enforcesco, SA	Ylce	✓	✓	✓	✓
Galp Power SA	Galp Energia	✓	✓	✓	✓
Gold Energy – Comercializadora de Energia, SA	goldenergy	✓	✓	✓	✓
HEN – Serviços Energéticos, Lda	HEN	✓	✓	✓	✓
Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda	Iberdrola	✓	✓	✓	✓
Logica Energy	Logica Energy	✓	✗	✗	✗
LUZBOA – Comercialização de energia, Lda	LUZBOA	✓	✓	✓	✓
PH Energia, Lda	Energia Simples	✓	✓	✓	✓
Rolear – Automatizações, Estudos e Representações, SA	Rolearviva	✓	✓	✓	✓
Union Fenosa Comercial, SL – Suc. Em Portugal	gasNatural fenosa	✓	✓	✓	✗
AUDAX ENERGIA – Sucursal em Portugal, SL	Audax Energia	✗	✓	✓	✓
Axpo Iberia, SL	Axpo	✗	✓	✓	✗

As quatro categorias de clientes distinguidas na Tabela 5 possuem as seguintes características [ERSE-2016e]:

- Domésticos: são os clientes que se caracterizam por possuir instalações de consumo conectadas às redes em BTN, com potência contratada até 41,4 kVA inclusive. Apresentam consumos médios anuais de 3 MWh.
- Grandes Consumidores: são os clientes que se caracterizam por possuir instalações de consumo conectadas às redes em MAT ou AT. Apresentam consumos médios anuais de 25 GWh.
- Industriais: são os clientes que se caracterizam por possuir instalações de consumo conectadas às redes em MT. Apresentam consumos médios anuais de 590 MWh.
- Pequenos Negócios: são os clientes que se caracterizam por possuir instalações de consumo conectadas às redes em BT, com potência contratada superior a 41,4 kW. Este tipo de clientes estabelece contratos em BTE. Apresentam consumos médios anuais de 95 MWh.

A Figura 2 apresenta o número de clientes e a totalidade de consumo que esses consumidores obtiveram ao longo do último ano civil, por cada mês, no mercado liberalizado.



**Figura 2 – Evolução do Número de Clientes Aderentes ao Mercado Liberalizado com Respetivo Consumo Mensal no Último Ano Civil [ERSE-2016e].**

Atualmente, os clientes em regime de mercado liberalizado correspondem a 89,6% em relação à globalidade de clientes existentes [ERSE-2016e].

Apesar de o mercado liberalizado já estar bastante avançado, ainda continua a existir o mercado regulado, que tal como referido no ponto 2.1, os consumidores de energia elétrica continuam a poder estar ligados contratualmente com os CUR, que para a maior parte de Portugal continental é a EDP Serviço Universal, exceto em determinadas zonas do país que são da responsabilidade de cooperativas. Nestas situações, o preço aplicado corresponde às tarifas transitórias definidas pela ERSE. As tarifas transitórias permitem salvaguardar os consumidores em regime regulado, fornecidos pelo CUR, após a extinção das tarifas reguladas cujo processo desencadeou-se a partir de 2011, tal como definidas no Decreto-Lei nº104/2010 e no Decreto-Lei nº75/2012 [ERSE-2015a]. Por outro lado, as tarifas transitórias, que estão

em vigor, estão sujeitas a revisão trimestralmente, podendo ainda estar no mercado regulado os clientes de BTN, BTE, MT e AT. Para este grupo de consumidores, o Decreto-Lei nº15/2015, de 30 de janeiro, indica que devem aderir ao mercado liberalizado até final do ano de 2017 [ERSE-2016d, ERSE-2016e].

Os consumidores BTN que sejam mais vulneráveis economicamente podem ainda favorecer das tarifas sociais, que foram criadas com o intuito de ajudar as famílias com carências económicas. Para estarem abrangidos por estas tarifas devem apresentar junto do comercializador com quem pretendem ligar-se contratualmente o comprovativo da sua insuficiência económica [ERSE-2016d, ERSE-2016e].

No mercado nacional de energia elétrica existe ainda a possibilidade de os consumidores contratarem a sua própria energia, através de mercados organizados ou através de contratação bilateral. Nesta situação, os consumidores têm de ter o estatuto de agente de mercado [ERSE-2016d, OMIP-2015].

## 2.2.2. Evolução do Preço de Energia Elétrica no Mercado

A estrutura tarifária do setor elétrico apresentada pela ERSE permite definir a estrutura que os comercializadores devem aplicar aos seus consumidores finais, tal como é mostrada na Figura 3. O regulamento tarifário promovido pela ERSE tem o intuito de assegurar a transparência e equidade na afetação dos recursos a todos os intervenientes do setor elétrico, quer empresas quer consumidores. A ERSE também propõe para cada ano uma limitação à variação máxima das tarifas a aplicar, sendo que para o ano de 2016 foi estabelecido uma limitação máxima face à variação média das tarifas para BTN, em Portugal continental, de 2,5% [ERSE-2015a].

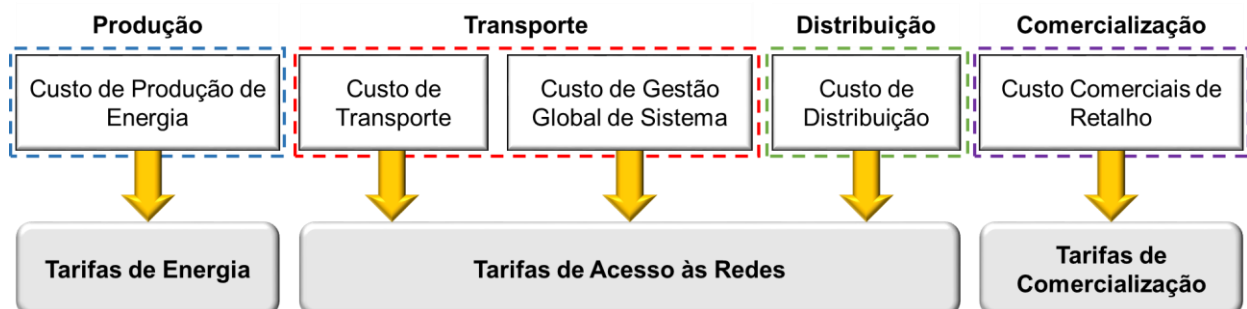


Figura 3 – Base da Estrutura das Tarifas Aplicadas aos Consumidores Finais, Baseado em [ERSE-2016a].

Entre as diversas atividades referidas na Figura 3 algumas delas obrigam a implementação de tarifas reguladas, particularmente as tarifas de acesso às redes, que são constituídas pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Distribuição. Deste modo, as tarifas de acesso às redes são pagas por qualquer consumidor, independentemente de estar ligado contratualmente a um comercializador no mercado livre ou ao CUR [Saraiva-2002, ERSE-2016a].

No que se refere às tarifas associadas às atividades de produção e comercialização, estes diferem caso o consumidor em questão esteja no mercado liberalizado ou regulado. Isto é, as tarifas de energia aplicadas pelo CUR são constituídas por custos de energia regulados indexados aos custos de mercado, sendo as tarifas de comercialização também reguladas pela ERSE. Caso o consumidor esteja no mercado liberalizado, as tarifas de comercialização são negociadas com o respetivo comercializador que pretende estabelecer contrato para fornecimento de energia elétrica à sua instalação. Sendo que no mercado liberalizado a tarifa de energia, referente ao custo de produção de energia no mercado, é definida por cada

comercializador, que depende do preço a que a energia é negociada no mercado ou em contratos bilaterais [ERSE-2016a].

Posto isto, pode-se referir que a tarifa final aplicada aos consumidores pode ser genericamente definida pela seguinte equação:

$$T_f = T_E + T_{AR} + T_C \quad (2.1)$$

Onde:

$T_f$	–	Tarifa Final
$T_E$	–	Tarifa de Energia
$T_{AR}$	–	Tarifa de Acesso às Redes
$T_C$	–	Tarifa de Comercialização

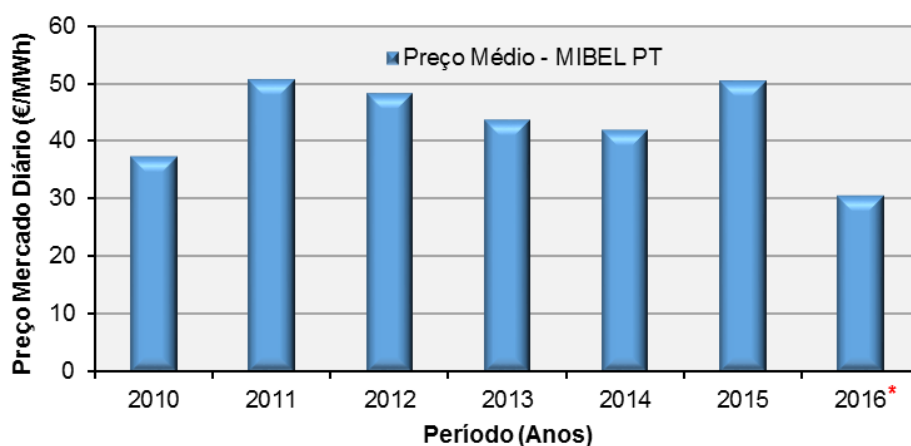
Para a definição de tarifa final a aplicar aos consumidores finais, os comercializadores devem ter em consideração diversos custos que são variáveis, que constituem as parcelas referentes às tarifas de energia ( $T_E$ ) e de comercialização ( $T_C$ ), tais como:

- Preço de produção de energia elétrica negociado no mercado ou preço estabelecido em contratos bilaterais;
- Compra de energia para suprimir perdas nas redes elétricas;
- Custos do gestor do sistema.

As subsecções seguintes apresentam as características em detalhe dos fatores que mais condicionam na definição das tarifas finais a serem pagas pelo consumidor.

### 2.2.2.1. Preço de Produção de Energia Elétrica

O preço de energia elétrica adquirida no mercado da mesma pode variar de hora para hora, assim como de dia para dia. A Figura 4 mostra os preços médios negociados no mercado diário no MIBEL, correspondentes ao pólo português.



\* Apenas contabiliza o preço médio para os meses de janeiro até março de 2016

Figura 4 – Preço Médio de Energia no Mercado Diário para os Últimos 6 Anos [REN-2015b, REN-2016d].

Tal como se pode observar na Figura 4, os preços médios da energia transacionada no mercado diário são distintos em cada ano, uma vez que estes preços dependem de diversos fatores, como por

exemplo das condições meteorológicas sentidas em cada ano, dado que em anos com maior pluviosidade geralmente apresentam preços menores de energia.

Os comercializadores de energia também podem obter energia para satisfazerem as necessidades dos seus consumidores através de mercados futuros, através do Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (OMIP). Este tipo de negociação permite saber atempadamente o preço de energia que será praticado no futuro para um determinado período, e assim, mitigar a incerteza do preço que existe aquando da negociação de energia elétrica no mercado diário [OMIP-2015].

Para além da negociação no mercado, a energia elétrica pode ser alcançada através de contratos bilaterais, tal como já foi mencionado anteriormente.

### 2.2.2.2. Perfis de Perdas nas Redes Elétricas

Outro fator que deve ser considerado na aquisição de energia elétrica são as perdas que existem no transporte e distribuição de energia. Este facto obriga a que a energia adquirida seja sempre superior às necessidades efetivas de cada consumidor. A Tabela 6 apresenta os valores médios anuais baseados no perfil de perdas das redes de BT, MT e AT, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016 ao abrigo da Diretiva ERSE n.º 17/2015, de 29 de dezembro.

**Tabela 6 – Valores Médios Anuais para o Ano de 2016, Baseado em [ERSE-2015c].**

Ano de 2016	BT	MT	AT
Valores Médios Anuais	14,9 %	6,9 %	3,1 %

Os valores apresentados na Tabela 6 permite verificar que existe um acréscimo considerável nos preços das tarifas a aplicar a cada consumidor, provocados pelas perdas existentes nas redes elétricas nos diversos níveis de tensão.

### 2.2.2.3. Custos do Gestor do Sistema

Os custos do gestor do Sistema dizem respeito aos sobrecustos de comercialização que podem ser distintos para cada comercializador, pois depende da performance do seu serviço, como por exemplo a previsão de energia necessária para satisfazer o consumo dos seus clientes. Em Portugal, a entidade responsável pela gestão global do sistema é a REN. Assim, os sobrecustos de comercialização são constituídos por [ERSE-2010]:

- Banda Secundária: corresponde aos custos de reserva de potência que pode ser atuada automaticamente para suprimir eventuais necessidades, num tempo inferior a 5 minutos, pelo gestor do sistema;
- Restrições Técnicas: correspondem aos custos relacionados com a intervenção do gestor do sistema em escalonar a produção de modo a cumprir todos os limites técnicos que possam surgir na rede;
- Desvios: consistem em custos relativos aos erros de previsão do consumo, que efetivamente é feito por parte dos clientes de energia elétrica.

### 2.2.2.4. Tarifas de Acesso às Redes

Como indicado no ponto 2.2.2, as tarifas de acesso às redes são reguladas pela ERSE e pagas por todos os consumidores, sendo constituídas por uma parcela fixa, que resulta de um custo diário correspondente à potência contratada, e uma parcela variável, que depende do consumo de cada cliente referente ao termo de energia, sendo, portanto, um custo a imputar por cada kWh consumido.

Estas tarifas permitem que se paguem o uso das redes de transporte e distribuição, assim como os custos de gestão global do sistema que inclui os custos com a operação do sistema, os custos de política energética e ambiental ou os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) [Saraiva-2002, ERSE-2016a].

Os CIEG podem ser decompostos nos seguintes itens [Azevedo-2013, ERSE-2015d]:

- Sobrecusto do custo da PRO;
- Sobrecusto do custo da PRE (energias renováveis e não renováveis/cogeração);
- Sobrecusto das regiões autónomas;
- Rendas pagas aos municípios;
- Rendas devido ao défice tarifário (juros e amortizações);
- Outros custos globais do sistema.

Para clientes economicamente vulneráveis são atribuídas a tarifa social de acesso às redes que tem como características serem substancialmente mais baixas, do que as aplicadas aos demais clientes.

A Figura 5 identifica a evolução das tarifas de acesso às redes em Portugal para as redes elétricas de acordo com o nível de tensão. Nos últimos 5 anos, estas tarifas têm vindo constantemente a crescer, para cada nível de tensão em questão.

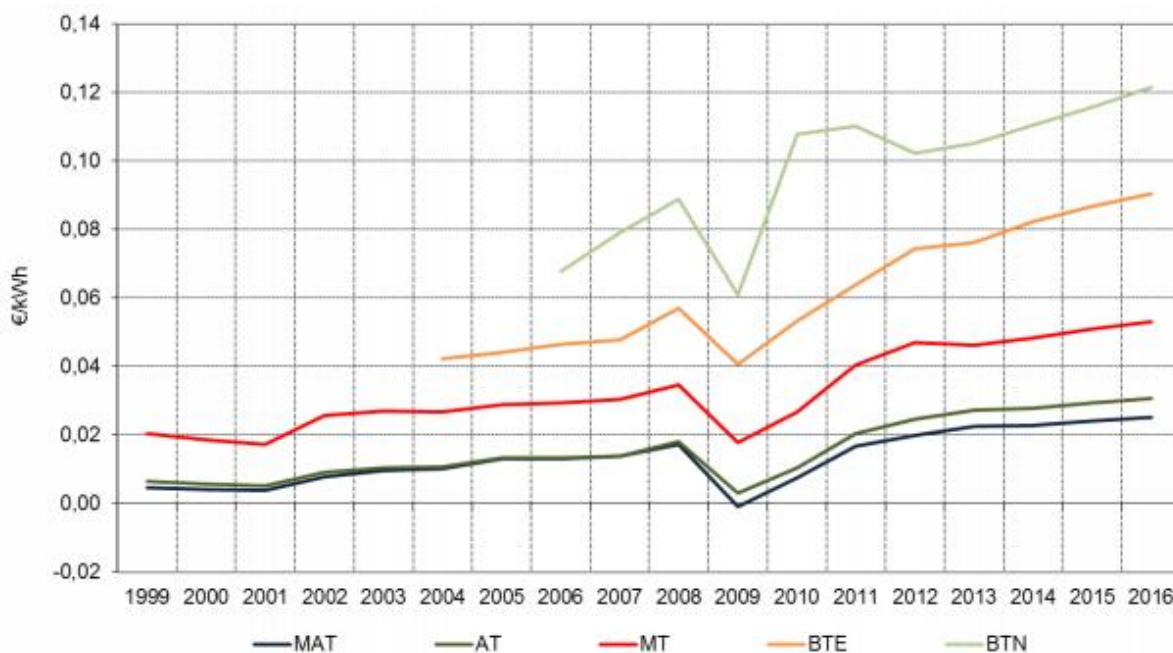


Figura 5 – Evolução Tarifária das Tarifas de Acesso às Redes [ERSE-2015d].

Em relação aos valores praticados em 2015 nas tarifas de acesso às redes, constata-se que houve um aumento para o ano de 2016 em cerca de 6% nos clientes em BTN, que implicou um aumento médio de 2,5% no preço final pago pelos consumidores, valor proposto pela ERSE [ERSE-2015a].

No Anexo A são exibidas as tarifas de acesso às redes em vigor desde 1 de janeiro até 31 de dezembro de 2016 para cada nível de tensão.

### **2.3. Enquadramento das Futuras Políticas Energéticas em Portugal**

Perante o contexto atual do setor elétrico em Portugal, com descrição breve nas anteriores subsecções, prevê-se que futuramente ainda possa sofrer profundas alterações. Abaixo são descritos os principais fatores que deverão influenciar a evolução do setor, entre os quais destaca-se o défice tarifário que o país atravessa, que afetará o preço de energia elétrica a imputar aos clientes vindouros; a conjuntura sociopolítica de Portugal, no sentido de estar obrigado a cumprir as metas impostas pela União Europeia, no qual se insere; e, por fim, a introdução de novos conceitos e tecnologias no setor, que devem ser seguidas para desenvolver um sistema mais eficaz e eficiente.

#### **2.3.1. Défice Tarifário**

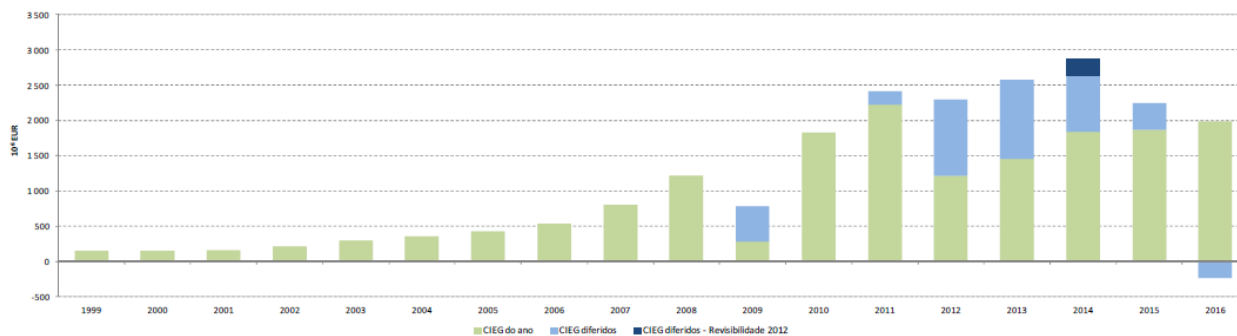
O Défice Tarifário (DT) é um problema sério com grande impacto nas medidas que se possam tomar para o setor energético. De uma forma genérica, o DT corresponde à diferença entre as receitas (proveitos) que deveriam ser obtidas e as receitas que efetivamente são obtidas pelas empresas no âmbito da sua atividade. Assim, o DT no setor elétrico resulta da decisão política de não permitir que, num ano, os preços da energia elétrica reflitam na totalidade os seus custos reais através da imposição de limites máximos para o aumento do preço, adiando assim, para o futuro o pagamento desses custos. Desta forma, irá obrigar a que os consumidores futuros paguem, com juros, aquilo que consumimos nesse ano [Azevedo-2013]. Entre as causas do aumento da energia elétrica não só estão as apostas em produção de energia elétrica a partir de Fontes de Energia Renovável (FER), mas também pelo aumento dos custos do carvão ou gás recursos que são utilizados nas outras formas de produção, bem como dos serviços de transporte e distribuição de energia elétrica.

Esta situação decorre desde a publicação do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, impondo uma diluição desses custos e, por conseguinte, o adiamento do seu pagamento integral. Por este motivo, desde 2006 os preços têm sido manipulados, ano após ano, prejudicando os verdadeiros interesses dos consumidores e cometendo uma ilegalidade perante o direito comunitário, acabando apenas por beneficiar a banca [Azevedo-2013].

O resultado desta política adotada pelo governo português tem sido o aumento no preço de energia elétrica anualmente, em que esse aumento é introduzido nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores na componente dos CIEG, já descritos nas subsecções precedentes.

O valor dos CIEG atingido para as tarifas de 2016 é de 1,76 mil milhões de euros, no entanto o valor dos CIEG será superior por incluir 227,9 milhões de euros do diferencial do custo da PRE referente aos anos anteriores, perfazendo um total de 2 mil milhões de euros. As medidas de sustentabilidade e de estabilidade de mercado também são adicionadas aos CIEG, com valor de 134 milhões de euros, o que

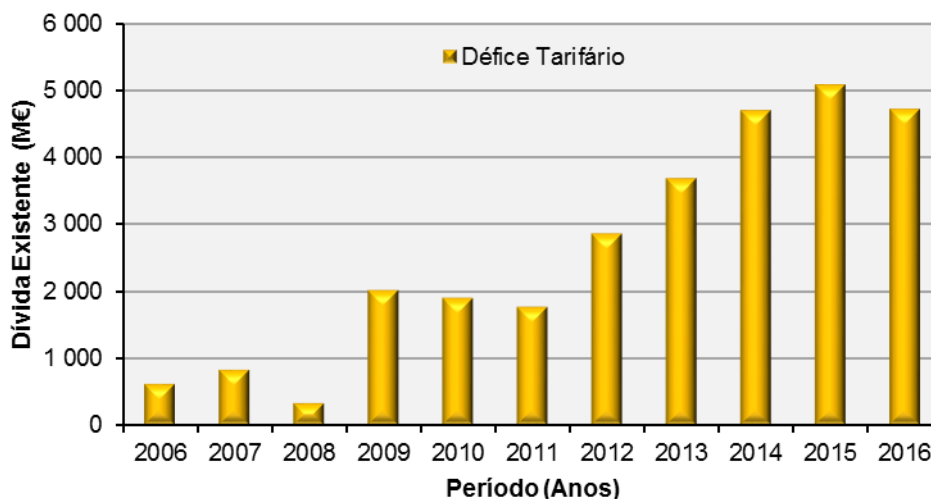
corresponde um custo total final de cerca de 2,1 mil milhões de euros a imputar nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores de energia elétrica [ERSE-2015d]. A evolução dos CIEG é apresentada na Figura 6.



**Figura 6 – Evolução dos CIEG a partir 1999 [ERSE-2015d].**

Através da Figura 6 pode-se observar que existiu um aumento drástico a partir do ano de 2009, inclusive, nos CIEG. Isto deve-se, sobretudo, ao aumento dos sobrecustos relacionados com a PRE às compensações aos PRO, através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), que passaram a não ser consideradas a partir do ano de 2009. Tal facto, resultou de mais um empurrar da dívida para os anos futuros obrigando, assim, a que os consumidores portugueses de energia elétrica paguem a dívida acrescida dos respetivos juros [Azevedo-2013].

Ao longo dos anos o DT tem vindo a aumentar, tendo havido apenas pela primeira vez um decréscimo da dívida do ano de 2015 para este ano de 2016, restando ainda cerca de 4,7 mil milhões de euros, valor que tem de ser pago nos próximos anos. A Figura 7 mostra a evolução do valor do DT obtido em cada ano, referente aos últimos 11 anos [ERSE-2015d].



**Figura 7 – Evolução do Défice Tarifário (DT) [Azevedo-2013, ERSE-2014, ERSE-2015d].**

Tendo em consideração que em Portugal existem cerca de 6 milhões de consumidores, pode-se verificar que cada consumidor tem uma dívida perante o SEN de cerca de 580 €.

### 2.3.2. Metas Europeias

No contexto Europeu, do qual Portugal se insere, estão em prática políticas no setor energético com o fim de promover uma melhor eficiência energética, aumentar a segurança de abastecimento, desenvolver maior competitividade dentro do setor e promover a proteção ambiental, através da Estratégia da Europa 2020.

As medidas a adotar por Portugal tem como objetivo promover uma diminuição de consumo de energia elétrica e de emissões de gases com efeito de estufa. O intuito desta redução de carbono passa pela diminuição da dependência dos combustíveis fósseis e da volatilidade dos seus preços. Para concretizar tais objetivos, Portugal deve cumprir 3 metas até 2020, em particular [Portugal-2014]:

- Emissões de gases de efeito de estufa – variação em percentagem face a 2005 em emissões, fora a do Comércio Europeu de Licença de Emissões (CELE): +1% (meta para a UE: 20%);
- Eficiência Energética (ganho em percentagem no consumo de energia primária face a 2005): 20% (meta para a UE: 20%);
- Percentagem de energias renováveis no consumo de energia final: 31% (meta para a UE: 20%).

No que diz respeito às Emissões de Gases de Estufa, Portugal deve limitar o crescimento das suas emissões fora do CELE (tais como as emissões dos transportes rodoviários, as emissões do sector residencial e edifícios e do sector dos resíduos) a mais 1% até 2020, comparativamente com o ano 2005 [Portugal-2014].

De acordo com os valores apresentados entre os anos de 2010, 2011 e 2012, Portugal apresenta uma tendência de redução de emissões de Gases de Efeito de estufa de -6 %, -8 % e -12 %, respetivamente. Face a esta tendência, e considerando as previsões ostentadas no Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2020), espera-se que a meta seja atingida, estando projetado que as emissões dos setores não abrangidos pelo CELE apresentem uma redução cerca de -26% [Portugal-2014, APA-2015].

Relativamente à meta da Eficiência Energética, Portugal deve cumprir uma redução de 20% do consumo de energia primária em 2020, todavia, através da implementação do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) essa meta será alargada a horizontes mais ambiciosos, visto que o PNAEE assume como objetivo uma meta geral de redução de 25% e uma meta específica para o Governo Português de redução de 30% de consumo de energia primária até 2020 [DGEG-2016]. De acordo com a previsão de consumo em 2020 em conjunto com a redução de 25% estima-se que o consumo de energia primária em 2020 será de 22,5 Mtep. A Tabela 7 ilustra o consumo de energia primária em Portugal desde 2005, ano de referência [Portugal-2014].

**Tabela 7 – Consumo de Energia Primária, em Mtep [DGEG-2013].**

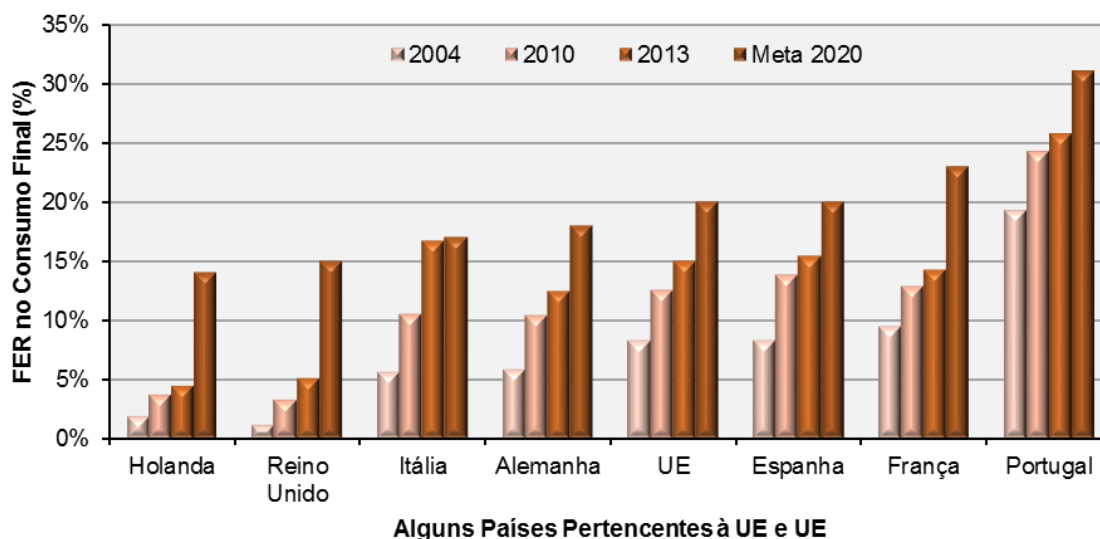
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Consumo de Energia Primária	27,0	25,9	25,1	24,2	23,9	23,1	22,1	21,4	21,5

Para este ano o Governo português tem em execução o PNAEE 2016, de modo, a prosseguir os objetivos de assegurar a continuidade das medidas para garantir a meta definida. O principal objetivo do PNAEE 2016 assenta em três vertentes [DGEG-2016]:

- Ação: adoção de medidas em conformidade com o contexto atual económico-financeiro do país para a redução do custo global do programa nacional de eficiência energética;
- Monitorização: revisão dos métodos de monitorização com vista ao cumprimento das diretrizes europeias e desenvolvimento de uma visão macro do impacto causado pelo programa nacional de eficiência energética;
- Governação: redefinição do modelo de governação do PNAEE.

O PNAEE 2016 deve estar articulado com o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020), que estabelece as medidas que promovem o cumprimento das metas relativas à Percentagem de Energias Renováveis no Consumo Final a serem efetivamente verificadas em 2020. Este plano visa contribuir para que o país seja energeticamente eficiente e independente, isto é, tornando-o mais competitivo. Para que esta meta seja cumprida Portugal necessita de registar uma potência instalada de 15 824 MW para produção de energia elétrica a partir de FER, prevendo-se um aumento para o horizonte de 2020 de 12%, correspondente a 32.300 GWh. Todavia, com as medidas tomadas por Portugal a meta global a alcançar deverá situar-se em cerca de 35%, superior à meta de 31 % requerida [Adene-2016, Portugal-2014].

Como se pode verificar, o principal foco desta estratégia europeia/nacional passa por dar ênfase à aposta em FER, pois esta tem grande influência na concretização das metas definidas. As metas definidas para Portugal comparativamente com alguns dos demais países pertencentes à União Europeia (UE) é mais exigente, tal como se pode observar na Figura 8. Esta identifica a percentagem de FER no consumo final de energia elétrica, bem como a meta a atingir em 2020, pelos respetivos intervenientes.



**Figura 8 – Percentagem de FER no Consumo Final em Alguns Países da UE e da UE [Eurostat-2015].**

No Anexo B são exibidas as percentagens de FER no consumo final de energia elétrica para todos os países pertencentes à UE e a sua meta global obtida em vários anos e a ser atingida em 2020.

Apesar dos avanços verificados na UE na aposta em FER, foi estabelecido novas metas para a Europa para 2030 ainda mais ambiciosas a que todos os Estados-Membros devem fazer um esforço para as concretizar. Esta meta prevê uma quota de 27% de FER no consumo final de energia elétrica em 2030 que será atingido mediante compromissos claros a decidir pelos próprios Estados-Membros [CE-2014].

### 2.3.3. Evolução Futura do Setor Energético

Como já foi abordado, e até pelas imposições da estratégia europeia para os próximos anos mencionadas anteriormente, o paradigma do setor energético em Portugal e um pouco por todo mundo tem vindo continuamente a alterar-se, estando previsto manter-se esta constante evolução futuramente. Cada vez mais, conceitos como os de Produção Distribuída (PD), de mobilidade elétrica - Veículos Elétricos, armazenamento distribuído e de *Demand Response* (DR) ganham maior preponderância no contexto dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) a um nível global.

A inclusão de PD permite não só fazer face ao crescimento continuado do aumento da procura, mas também conceder aos sistemas elétricos benefícios ao nível da gestão tradicional das redes de transporte e distribuição, dos quais destacam-se os seguintes [Phuangpornpitak-2013, Ellabban-2014]:

- Capacidade de participar no fornecimento de serviços do sistema, através de uma produção descentralizada e perto dos centros de consumo, possibilitando uma melhor qualidade de energia e fiabilidade no acesso à mesma, particularmente em zonas rurais;
- Inclusão dos consumidores como participantes ativos no sistema elétrico, através da redução da procura pela implementação de microprodução e miniprodução nas suas instalações, possibilitando uma melhoria na eficiência energética;
- A nível da exploração da rede elétrica permite diminuir o congestionamento em cada linha e, por conseguinte, uma diminuição de perdas, dando a possibilidade de diminuir os custos de operação;
- A respeito de características técnicas que pode funcionar como regulador de tensão e de carga, podendo conferir a característica peculiar de proporcionar sentidos bidirecionais de energia;
- Diversificação de tecnologias e recursos energéticos, com benefícios ambientais, na diminuição de emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), e benefícios económicos pelas oportunidades de emprego proporcionadas.

Neste contexto, a PD pode ser usada para sustentar sistemas de energia independentes ou isolados, porém são retirados maiores benefícios quando estão integrados nos SEE, ou seja, à rede [Ellabban-2014].

Em Portugal, no sentido de reduzir os impactos ambientais causados pelo setor elétrico, existem incentivos à PD de energia elétrica com recurso a FER, nomeadamente, em empreendimentos alusivos à produção descentralizada de energia em Unidades de Produção de Autoconsumo (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP) cujas características são descritas detalhadamente no capítulo 3.

Em contrapartida, as FER conduzem a problemas de imprevisibilidade, uma vez que apresentam uma elevada dependência das condições climáticas da época do ano e da hora do dia, por exemplo, a

produção de energia fotovoltaica está condicionada pela presença ou não da radiação com determinadas características. Para além disso, quase todas as FER não utilizam recursos que possam ser armazenáveis, exceto a biomassa e as barragens, daí não terem a capacidade de fornecer a energia produzida apenas quando é necessária para satisfazer o consumo. Para combater as condicionantes provocadas pelas FER, os sistemas de armazenamento estão a ganhar uma grande importância. Estão cada vez mais presentes nos SEE, possibilitam que os SEE mantenham a qualidade de serviço, que pode ser posta em causa pelos aumentos de tensão e da existência de sentidos bidirecionais do trânsito de potência em cada linha [Tan-2013, Chen-2009].

Entre os diversos benefícios que os sistemas de armazenamento podem oferecer aos SEE, destacam-se os seguintes [IEC-2016, Ibrahim-2013]:

- Auxílio para assegurar a operacionalidade da rede ao permitir a regulação de frequência e tensão, poder funcionar como reserva de contingência ao fornecer a energia armazenada em caso de falha na rede;
- Em conjunto com uma unidade de PD permitir o fornecimento de energia elétrica a uma instalação isolada, e assim, estar totalmente independente da rede, sendo esta situação essencialmente útil em locais remotos;
- Auxílio na integração das FER mitigando a sua intermitência que são características de algumas tecnologias pertencentes a este grupo, podendo ser úteis quer para o âmbito de operação dos SEE, quer para o próprio consumidor em caso de instalação de microprodução ou miniprodução para autoconsumir na sua instalação.

Atualmente existem diversas tecnologias de armazenamento de energia elétrica que podem ser utilizadas para [IEC-2016]:

- Grandes quantidades de energia: Efetuado através de armazenamento térmico, armazenamento de energia por bombeamento de água, armazenamento de energia por ar comprimido, armazenamento químico;
- Pequenas quantidades de energia: Efetuado através de supercondensadores, *flywheels* e diversos tipos de baterias.

Entre as várias formas de armazenamento apresentadas, as baterias apresentam grande relevância no âmbito do setor energético português, dado que poderão ter bastante utilidade em instalações UPAC. Estas conseguem auxiliar a instalação produtora para satisfazer o consumo ligado à própria instalação, uma vez que apresentam características de armazenamento de energia de baixa escala e entregam a energia em curto prazo. Para este trabalho as baterias assumem um papel relevante no âmbito do estudo que se exhibe no capítulo 5.

Por outro lado, a liberalização do mercado elétrico também provocou alterações significativas, implicando uma maior competitividade nos serviços elétricos, sendo uma questão pertinente nos dias atuais pela necessidade inerente de compreender as complexas interações entre os vários participantes no mercado. Neste contexto, os consumidores poderão desempenhar um papel ativo e fundamental no funcionamento dos SEE, podendo ter especial preponderância no setor, constituindo soluções viáveis face a situações críticas de operação das redes elétricas, com recurso a FER. Numa fase posterior os

consumidores poderão mesmo adotar estratégias através das quais possam tirar vantagens económicas significativas pela redução do consumo aplicando programas de DR.

O conceito de DR tem vindo a ser sujeito a diversos estudos, estando a ganhar preponderância no setor, é o caso dos Estados Unidos de América [FERC-2014], com resultados deveras interessantes. A implementação de programas de DR permitem trazer diversas vantagens para todo o sistema, contribuindo para o equilíbrio do sistema entre oferta e procura, sendo que se destacam os seguintes [Vardakas-2015]:

- Reduzir o consumo total de energia, onde deve ser estabelecido por lucro mútuo entre a concessionária de energia e os consumidores que participem em tais programas. A sua intervenção não deve ser só ao nível da redução da procura, mas também ao nível de redução das perdas do sistema de transmissão e distribuição de energia;
- Reduzir a produção de energia total necessária, este objetivo está diretamente ligado com o anterior mencionado. Assim, ao mitigar os picos de consumo, ou até mesmo eliminá-los, permite diminuir a necessidade de ativar centrais de produção de energia elétrica com um custo de produção avultado, como por exemplo, as centrais termoelétricas;
- Reduzir as emissões poluentes, permitindo aos fornecedores de energia cumprir as suas obrigações neste âmbito;
- Deslocação da procura, isto é, deslocar o consumo previsto para períodos onde existe uma maior oferta disponível, com especial atenção aos locais com forte presença de fontes de energia renovável, com o intuito de maximizar fiabilidade do sistema elétrico;
- Reduzir ou mesmo eliminar as sobrecargas no sistema de distribuição, pela intervenção de uma entidade que gere a operação do sistema de distribuição, através da tomada de decisões em tempo real que melhoram a fiabilidade do sistema.

Os conceitos de PD e DR podem ter grandes benefícios quando aplicados em simultâneo, em particular, no contexto das redes inteligentes, designadas internacionalmente por *Smart Grids* (SG). As SG têm como visão integrar produtores e consumidores de forma eficiente, requerendo um esforço coordenado desde o planeamento até dispositivos eletrónicos para gerir desde a produção, distribuição, armazenamento e consumo de energia [Phuangpornpitak-2013].

Com o crescente aumento da procura de energia elétrica devido à utilização de equipamentos cada vez mais potentes e modernos, e pela crescente implementação de veículos elétricos, a rede convencional apresenta dificuldades em acompanhar esta evolução. Tais problemas, podem ser solucionados com as SG através do desenvolvimento de sistemas de monitorização, controlo e comunicação, com os seguintes benefícios [ETP SmartGrids-2006]:

- Permite maior facilidade na conexão e na operação dos vários sistemas de produção;
- Permite aos consumidores participarem na otimização da operação do sistema;
- Permite aos consumidores uma maior informação e escolha no fornecimento de energia elétrica;
- Permite reduzir significativamente o impacto ambiental de todo o sistema de fornecimento de energia elétrica;

- Permite elevados níveis de fiabilidade e segurança de abastecimento.

Em Portugal, existe o projeto InovGrid cujo âmbito passa pela telegestão de energia, que inclui contagem de energia inteligente, integração de microgeração na rede e aumento de inteligência de serviço da rede. Este projeto é liderado pela EDP, em consórcio com institutos de investigação e outras empresas.

## Capítulo 3

# Regimes de Produção Descentralizada



### 3. Regimes de Produção Descentralizada

A fim de acompanhar a intenção de cada vez mais a produção de energia elétrica ser de origem em Fontes de Energia Renovável (FER), Portugal tem adotado medidas para promover a evolução das mesmas e que a sua expressão no Setor Elétrico Nacional (SEN) seja cada vez mais significativa. Neste capítulo são apresentadas as características e legislação dos regimes de produção descentralizada de energia elétrica atualmente em vigor, com especial ênfase para o conceito de autoconsumo, expondo as potencialidades e características que advém destes sistemas, que permitem a cada consumidor final de energia elétrica produzir a sua própria energia para consumir.

#### 3.1. Enquadramento Legislativo

Atualmente em Portugal, o Decreto-Lei em vigor que promove a implementação de produção descentralizada, também conhecida por Produção Distribuída (PD), de energia elétrica é regido pelo Decreto-Lei nº153/2014, de 20 de outubro.

Este Decreto-Lei tem como intuito incentivar a implementar sistemas de produção descentralizada em dois contextos distintos, isto é, permitir a existência de dois tipos de regimes de produção de energia elétrica, designadamente:

- Unidades de Produção de Autoconsumo (UPAC);
- Unidades de Pequena Produção (UPP).

O regime de produção em autoconsumo já tinha sido promovido pelo Decreto-lei nº 34/2011, de 8 de março, posteriormente alterado pelo Decreto-Lei nº 25/2013, de 19 de fevereiro, no entanto com pouco sucesso verificado. As entidades governamentais portuguesas destacam que entre as principais razões resumiam-se ao avultado custo de investimento das tecnologias, falta de experiência das empresas instaladoras e os competitivos custos de energia elétrica na altura em vigor, levava os potenciais produtores a desinteressarem-se por este regime de produção. Entretanto, a evolução do setor permitiu criar condições mais favoráveis, onde a exploração de sistemas de UPAC é visto com grande potencial de afluência por parte dos consumidores de energia elétrica, pois não só o custo da energia elétrica é cada vez mais elevado, essencialmente por culpa do Défice Tarifário (DT) descrito no capítulo 2, mas também porque as tecnologias usadas para a produção descentralizada apresentam custos mais competitivos devido ao seu maior estado de maturação.

A produção de energia elétrica em autoconsumo é destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, em que o excedente de energia produzida pode ser injetado na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e remunerado. O modelo proposto pressupõe que o sistema de produção seja adequado ao consumo existente no local para minimizar a injeção de energia na RESP.

As UPP caracterizam-se por permitir ao produtor que a energia elétrica produzida na sua instalação seja totalmente vendida à RESP. Este regime de produção obriga a que a produção deva estar associada a uma instalação em que existe um consumo efetivo de energia elétrica e que seja estabelecido um contrato de fornecimento de energia entre um comercializador e o produtor, assegurando a entrega total da energia produzida à RESP, sendo compensado por um regime remuneratório. A produção de

energia elétrica através de UPP deve ser efetuada a partir de energias renováveis, baseando-se numa só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total de energia à RESP.

Nas subsecções apresentadas a seguir descrevem os requisitos legais que ambos os regimes de produção devem cumprir perante a legislação atual.

### **3.1.1. Condições de Acesso e Exercício das Atividades UPAC e UPP**

A atividade de produção de energia elétrica que é regulada pelo Decreto-Lei nº153/2014 é livre, embora uma instalação de uma unidade de produção UPAC ou UPP seja obrigada a cumprir alguns requisitos legais, tais como:

- Cada unidade de produção UPAC ou UPP deve estar instalada no mesmo local servido pela instalação de utilização de energia elétrica, isto é, no local deve existir consumo de energia elétrica;
- O mesmo produtor pode registar diversas unidades de produção, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única unidade de produção em nome do mesmo produtor;
- Em caso de instalações UPAC, estas carecem dos seguintes requisitos:
  - Para potência instalada superior a 1 MW necessitam de uma licença de produção e licença de exploração, antes de entrarem em exploração;
  - Para potência instalada superior a 200 W e inferior a 1,5 kW ou cuja instalação elétrica de utilização esteja isolada da RESP, apenas carecem de uma mera comunicação prévia de exploração, dirigida à DGEG, através do Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP (SERUP), estando dispensados de efetuar o registo;
  - Para potência instalada igual ou inferior a 200 W não precisam de nenhum controlo prévio.
- O detentor de uma instalação de utilização que não se encontre ligada à RESP e que possua uma UPAC, independentemente da potência instalada, onde a fonte de produção de energia elétrica é de origem renovável, e pretenda transacionar garantias na origem, está sujeito a registo prévio e à obtenção de certificado de exploração;
- Caso o titular da instalação UPAC pretenda fornecer a energia elétrica não consumida na instalação elétrica de utilização e a potência instalada seja igual ou inferior a 1,5 kW, é necessário um registo prévio e obtenção de certificado de exploração.

Na Tabela 8 são apresentados os processos para o licenciamento das unidades produtoras UPAC e UPP, considerando os trâmites legais que vigoram atualmente.

**Tabela 8 – Processo de Licenciamento das UPAC e UPP.**

	Isenção de Controlo Prévio	Mera Comunicação	Registo Prévio	Certificado de Exploração	Licença de Produção	Licença de Exploração
UPP	✗	✗	✓	✓	✗	✗
UPAC $P_{inst} \leq 200W$	✓	✗	✗	✗	✗	✗
UPAC $P_{inst} \leq 200W$ e $P_{inst} \leq 1,5kW$ , Ligação à RESP	✗	✓	✗	✗	✗	✗
UPAC $P_{inst} \leq 1,5kW$ (Fornecimento de Energia não Consumida à RESP)	✗	✗	✓	✓	✗	✗
UPAC $P_{inst} \geq 1,5kW$ e $P_{inst} \leq 1 MW$ , Ligado à RESP	✗	✗	✓	✓	✗	✗
UPAC $P_{inst} > 1MW$	✗	✗	✗	✗	✓	✓
UPAC sem Ligação à RESP	✗	✓	✗	✗	✗	✗
UPAC sem Ligação à RESP que Utiliza Fontes de Energia Renovável e Pretende Transacionar GO	✗	✗	✓	✓	✗	✗

**Nota:** É obrigatório celebrar um seguro de responsabilidade civil.

### 3.1.2. Requisitos para Acesso ao Registo das UPAC e UPP

Para que uma pessoa singular, coletiva ou condomínios de edifícios possam proceder ao registo de uma unidade de produção devem preencher os seguintes requisitos:

- Dispor de uma instalação de utilização de energia elétrica à data do pedido do registo. Caso essa instalação esteja conectada à RESP, deve existir um contrato para o fornecimento de energia elétrica com um comercializador;
- A potência de ligação da unidade de produção deve ser igual ou inferior a 100% da potência contratada que o cliente tem para o fornecimento de energia;
- Caso a unidade de produção seja uma UPAC, a potência instalada não pode ser superior duas vezes à potência de ligação;
- Caso a unidade de produção seja uma UPP, a energia consumida pela instalação de utilização deve ser igual ou superior a 50% da energia produzida pela respetiva unidade, considerando os valores obtidos no ano anterior para as instalações em funcionamento há mais de um ano, e para as demais, considera-se a previsão anual de produção e consumo de energia;

- Sempre que a instalação elétrica de utilização se encontrar ligada à RESP o promotor deve averiguar as condições técnicas de ligação no local onde se pretende instalar uma unidade de produção.

### 3.1.3. Obtenção do Registo e Certificado de Exploração das UPAC e UPP

Algumas unidades produtoras necessitam de registo perante algumas características intrínsecas já referidas anteriormente na secção 3.1.1. O registo torna-se definitivo aquando da emissão do certificado de exploração, que apenas é emitido após a instalação da unidade produtor e inspeção ou reinspeção da instalação. A plataforma onde é possível efetuar o registo designa-se por SERUP, que é gerida pela DGEG. Os vários passos a percorrer até o registo se tornar definitivo é demonstrado na Figura 9.



**Figura 9 – Procedimento do Registo até Emissão do Certificado de Exploração Definitivo de uma Instalação de Produção.**

O procedimento apresentado na Figura 9 é regido pela Portaria nº 14/2015, de 23 de janeiro, onde também é apresentado nesse documento os valores a pagar nas taxas e inspeções/reinspeções, de acordo com as características das unidades produtoras.

Após a emissão do certificado de exploração definitivo, o produtor poderá já estabelecer contrato para venda da energia produzida pela sua central com o CUR, caso seja aplicável, e proceder à ligação da sua instalação à RESP, isto se também for aplicável.

### 3.1.4. Direitos e Deveres do Produtor

O Decreto-Lei nº153/2014 impõe direitos e deveres aos produtores de energia elétrica para autoconsumo. No que se refere aos direitos em autoconsumo, os produtores podem:

- Implementar uma UPAC em cada instalação de utilização, sendo que a UPAC pode ter origem numa fonte de energia renovável ou não;
- Ligar a sua UPAC à instalação elétrica de utilização após a emissão do certificado de exploração, caso a UPAC necessite de certificado de exploração;

- Consumir a energia produzida pela sua UPAC na sua instalação de utilização e vender o excedente instantâneo à RESP;
- Solicitar a emissão de Garantias de Origem (GO) à Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) relativas à eletricidade produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis;
- Numa instalação de UPP, os produtores têm como direitos vender a energia elétrica da sua UPP a partir do momento em que é emitido o certificado de exploração, bem como celebrar um contrato de venda para a totalidade de energia elétrica produzida.

Em relação aos deveres dos produtores descritos no Decreto-Lei nº153/2014 são:

- Suportar os custos relacionados com as possíveis alterações necessárias à ligação da instalação elétrica de utilização à RESP;
- Suportar os custos associados com os contadores que medem o total da energia elétrica produzida pela UPAC e o total da energia elétrica injetada na RESP;
- Pagar a compensação devida pela UPAC;
- Dimensionar a UPAC o mais aproximado possível das necessidades da instalação de utilização de energia elétrica para que não exista uma grande quantidade de excedente;
- Nas UPP, deve entregar à RESP a totalidade da energia ativa produzida;
- Assegurar que instalações produtoras UPAC ou UPP são acessíveis ao pessoal técnico da DGEG, CUR e operador de rede, assim como dar todas as informações e dados técnicos da instalação produtora à DGEG;
- Celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de eventuais danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício da atividade de produção de energia através de uma UPAC ou UPP.

### 3.1.5. Remuneração e Compensação das UPAC e UPP

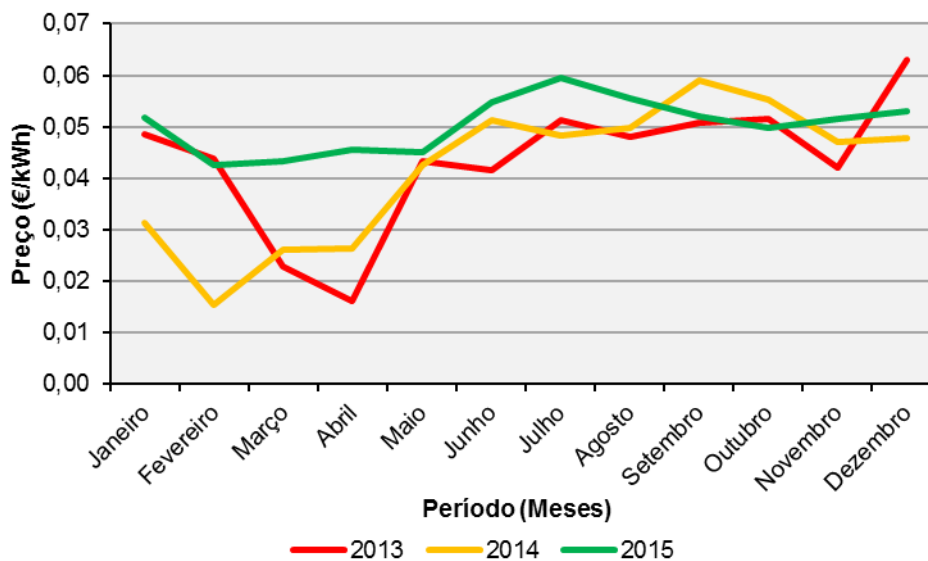
O excedente de energia elétrica produzida pela instalação UPAC que é vendida à RESP, de acordo com o Decreto-Lei nº153/2014 deve ser devidamente remunerada de acordo com a seguinte equação:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.1)$$

Onde:

$R_{UPAC,m}$	–	Remuneração da energia elétrica fornecida à RESP no mês “m”, em €I
$E_{fornecida,m}$	–	Energia fornecida no mês “m”, em kWh
$OMIE_m$	–	Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m”, em €/kWh
$m$	–	Mês a que se refere a contagem da energia elétrica fornecida à RESP

A evolução dos preços de energia elétrica dos anos transatos, nomeadamente, dos anos de 2013, 2014 e 2015 é apresentada na Figura 10.



**Figura 10 – Preços de Energia Elétrica Verificados no OMIE no Mercado Diário (Pólo Português) [OMIE-2016].**

Como se pode observar na Figura 10, em 2015 foi o ano onde os preços foram mais elevados, mesmo assim, para esse ano o valor da energia elétrica vendida por um produtor em média foi cerca de 0,0543 €/kWh, que ao adicionar o coeficiente de 0,9 imposto na equação (3.1), traduz num valor final muito baixo face ao preço da tarifa anulada, caso a produção seja para satisfazer o consumo da instalação de utilização que ronda os 0,1641 €/kWh (tarifa regulada pela ERSE) para clientes cuja potência contratada é entre 6,9 kVA e 20,7 kVA, em BTN. Assim, compreende-se o facto de a legislação atual promover a instalação UPAC que deve ser dimensionada para as necessidades da instalação de utilização, pois em termos económicos traz muitos mais benefícios para os produtores/consumidores.

Para que o excedente de energia produzida pela central produtora possa ser vendido à RESP é necessário que esta instalação contenha contadores para a contagem de energia fornecida pela instalação à RESP. Para além desta situação, é também obrigatório que todas as instalações UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e que estejam ligadas à RESP possuam contadores de energia.

O contrato de venda estabelecido entre o produtor e o CUR para a venda do excedente de energia elétrica produzido pela UPAC deve ter duração no máximo de 10 anos, podendo ser renovável por períodos de 5 anos. Para que as instalações UPAC sejam abrangidas por este regime de contrato de venda necessitam que a fonte de energia seja de origem renovável, não tenham uma potência instalada superior a 1 MW e que se encontre ligada à RESP.

De referir, que os produtores não são obrigados a estabelecer contratos de venda da energia produzida pela sua unidade produtora com o CUR, podendo ser estabelecidos contratos através de mercados organizados ou através de contratos bilaterais com outras entidades, onde o período contratualizado é negociado.

Todavia, as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, poderão estar sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração. A compensação das UPAC deve ser de acordo com a seguinte equação:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (3.2)$$

Onde:

$C_{UPAC,m}$	–	Compensação paga no mês “m”. por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa à UPAC
$P_{UPAC}$	–	Valor da potência instalada da UPAC
$V_{CIEG,t}$	–	Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medida em €/kW, apurado no ano “t”
$t$	–	Ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC

O coeficiente  $K_t$  pode assumir os valores entre 0%, 30% e 50%, a aplicar ao  $V_{CIEG,t}$  tendo em consideração a representatividade de potência total registada pelas UPAC no SEN:

$K_t = 0\%$	–	Valor a atribuir caso o total acumulado de potência instalada pelas UPAC, no âmbito do autoconsumo for inferior a 1% do total de potência instalada no centro electroprodutor do SEN;
$K_t = 30\%$	–	Valor a atribuir caso o total acumulado de potência instalada pelas UPAC, no âmbito do autoconsumo, se situar entre os 1% e 3% do total de potência instalada no centro electroprodutor do SEN;
$K_t = 50\%$	–	Valor a atribuir caso o total acumulado de potência instalada pelas UPAC, no âmbito do autoconsumo exceder 3% do total de potência instalada no centro electroprodutor do SEN.

No mês de abril de 2016 verificou-se no SEN uma potência instalada total de 18 574 MW, entretanto, desde a aplicação do Decreto-Lei nº153/2014 foi registado no SERUP até ao mesmo período referido uma potência instalada proveniente das UPAC de 33 MW. Tais valores permitem concluir que a potência instalada das UPAC ainda possuem pouca relevância a nível global do SEN, representando cerca de 0,18 %. Deste modo, a taxa de compensação a aplicar às UPAC ainda se encontra longe de atingir os valores mínimos (>1%) abrangidos por este regulamento [REN-2016a, DGEG-2016b].

O termo  $V_{CIEG,t}$  que é apresentado na equação (3.2) é determinado pela seguinte equação:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i(t-n)}^p) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i,h(t-n)}^e) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12} \quad (3.3)$$

Onde:

$(CIEG_{i(t-n)}^p)$	–	Corresponde ao somatório do valor das parcelas “i” do CIEG, mencionadas no nº1 do 3º artigo da Portaria nº332/2012, de 22 de outubro
---------------------	---	--

$(CIEG_{i,h(t-n)}^e)$	–	Corresponde ao somatório da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos “h” de cada uma das parcelas “i” dos CIEG, mencionadas no nº1 do artigo 3º da Portaria nº332/2012, de 22 de outubro
$i$	–	Refere-se a cada uma das alíneas do nº1 do artigo 3º da Portaria nº332/2012, de 22 de outubro
$h$	–	Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria nº332/2012, de 22 de outubro
$t$	–	Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC

Em relação às unidades de produção UPP estas devem ser remuneradas de acordo com os valores mencionados no 2º artigo da Portaria nº15/2015, de 23 de janeiro. A tarifa de remuneração é de acordo com a categoria que o produtor se insere, descritas na Tabela 9, sendo apresentada a tarifa em vigor para o ano de 2016, assim como os coeficientes a atribuir por tipo de tecnologia utilizada para produção de energia elétrica.

**Tabela 9 – Características da Tarifa de Remuneração da UPP [Portaria-2015b].**

	Requisitos	Tarifa de Remuneração	Consideração por Tecnologia
Categoria I	<ul style="list-style-type: none"> <li>Caso o produtor apenas proceda à instalação de uma UPP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifa de Referência: 95 €/MWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A tarifa de Referência varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens:               <ul style="list-style-type: none"> <li>A) Solar: 100%</li> <li>B) Biomassa: 90%</li> <li>C) Biogás: 90%</li> <li>D) Eólica: 70%</li> <li>E) Hídrica: 60%</li> </ul> </li> <li>A energia elétrica vendida é limitada a 2,6 MWh/ano, no caso das alíneas A) e D) do ponto anterior, e a 5 MWh/ano no caso das demais alíneas, por cada kW de potência instalada.</li> </ul>
Categoria II	<ul style="list-style-type: none"> <li>Caso o produtor, para além da instalação UPP, instalar no local de consumo associado à UPP, uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos, ou seja, proprietário ou locatário de um veículo elétrico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valor acrescer à Tarifa de Referência: 5 €/MWh</li> </ul>	
Categoria III	<ul style="list-style-type: none"> <li>Caso o produtor, para além da instalação UPP, instalar no local de consumo associado à UPP, coletores solares com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valor acrescer à Tarifa de Referência: 10 €/MWh</li> </ul>	

A tarifa de referência para cada categoria, que são descritas na Tabela 9, é estabelecida anualmente, vigorando a tarifa atribuída durante um período de 15 anos. Durante este período os produtores não podem optar por aderir a outro regime.

### 3.1.6. Principais Características das UPAC e UPP

A Tabela 10 exibida de forma sucinta revela as principais diferenças entre as instalações UPAC e UPP que vigora na atual legislação.

**Tabela 10 – Principais Características das UPAC e UPP.**

	UPAC	UPP
Fonte	<ul style="list-style-type: none"> <li>De origem renovável ou não renovável.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renovável.</li> </ul>
Injeção	<ul style="list-style-type: none"> <li>A energia produzida é injetada preferencialmente na instalação de consumo;</li> <li>Caso ocorra excedente de produção instantânea, esta pode ser injetada na RESP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energia produzida é totalmente injetada na RESP.</li> </ul>
Modelo Incentivado	<ul style="list-style-type: none"> <li>A unidade deve estar adequada ao consumo do local, para minimizar a injeção de energia na RESP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O modelo de atribuição de tarifa via leilão, simplificando e agregando o atual regime da micro e miniprodução;</li> <li>Deve estar ligada a uma instalação com consumo associado.</li> </ul>
Limite de Potência	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potência de ligação &lt;100% da potência contratada na instalação de consumo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potência de ligação &lt;100% da potência contratada na instalação de consumo</li> <li>Potência de ligação até 250 kW.</li> </ul>
Requisitos de Produção	<ul style="list-style-type: none"> <li>Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo;</li> <li>Venda do excedente instantâneo ao CUR.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Produção anual &lt;2x consumo da instalação;</li> <li>Venda da totalidade da energia ao CUR.</li> </ul>
Remuneração	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valor de mercado para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos;</li> <li>Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifa obtida em leilão para totalidade de produção;</li> <li>Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado.</li> </ul>
Compensação	<ul style="list-style-type: none"> <li>0%, 30% ou 50% do respetivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidade de autoconsumo contida nos intervalos [0;1%], [1%;3%], [3%;...] da potência instalada no SEN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.a.</li> </ul>
Contagem	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contagem obrigatório para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obrigatório para todas as potências, como elemento chave na faturação.</li> </ul>
Processo de Licenciamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Processo gerido via plataforma eletrónica;</li> <li>Mera comunicação prévia: Entre 200 W-1,5 kW;</li> <li>Registo+certificado da exploração: Entre 1,5 kW e 1 MW;</li> <li>Licença de produção + exploração: &gt;1 MW.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Processo gerido via plataforma eletrónica;</li> <li>Registo+certificado de exploração;</li> <li>Inspeções obrigatórias.</li> </ul>
Outros Aspectos Relevantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Não existe quota de atribuição.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano).</li> </ul>

### 3.2. Tipos de Autoconsumo

Como descrito na secção 3.1, a legislação em Portugal alterou-se de maneira a permitir uma maior aposta em produção de energia para autoconsumir. Desde que o Decreto-Lei nº153/2014 entrou em vigor em Portugal registaram-se na plataforma SERUP cerca de 4752 instalações UPAC, que se refletem em cerca de 33 MW de potência instalada. Na Tabela 11 é apresentada a evolução do registo de UPAC na plataforma SERUP desde a criação da nova legislação.

**Tabela 11 – Evolução de UPAC Registadas no SERUP [DGEG-2016b].**

	2015		2016	
	Potência Instalada (kW)	Unidades UPAC	Potência Instalada (kW)	Unidades UPAC
Janeiro	–	–	1 120	109
Fevereiro	–	–	2 453	317
Março	1 560	117	4 230	335
Abril	1 269	108	3 001	340
Maio	926	242	–	–
Junho	3 252	332	–	–
Julho	1 787	800	–	–
Agosto	5 509	694	–	–
Setembro	5 255	340	–	–
Outubro	1 636	423	–	–
Novembro	1 894	301	–	–
Dezembro	2 807	294	–	–
<b>Total</b>	<b>25 897</b>	<b>3 651</b>	<b>7 231</b>	<b>1 101</b>

Os valores exibidos na Tabela 11 para o ano de 2016 apenas está contemplado até ao mês de abril, esperando-se que os restantes meses se verifique a continuação de uma elevada afluência de registos, confirmando assim, a boa perspectiva de adesão a este tipo de sistemas.

Em Portugal, salvo raras as exceções, todas as instalações de utilização de energia elétrica têm acesso à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Nestas situações, a instalação de utilização de energia elétrica é preferencialmente fornecida pela UPAC instalada no local, sendo auxiliada pela RESP em situações em que a produção da UPAC é inferior às necessidades da instalação de utilização.

As subsecções seguintes descrevem os vários tipos de sistemas para autoconsumo existentes, bem como as suas principais características. A principal fonte de energia usada nos sistemas de autoconsumo, isto é, de unidades UPAC, é a energia solar (sistemas fotovoltáicos).

#### 3.2.1. Autoconsumo com Ligação à Rede (Sem Injeção na Rede)

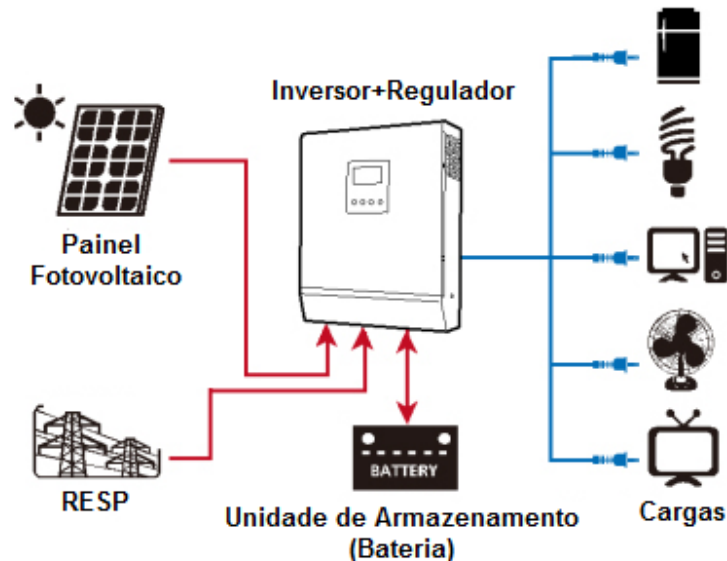
Quando uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) com ligação à rede não pode injetar na rede o excedente de produção face ao consumo do local da instalação, é perentório seguir uma de duas soluções.

Uma das soluções passa por se desenvolver um adequado dimensionamento da UPAC, de modo a que a produção da UPAC seja apropriada ao consumo da instalação de utilização de energia elétrica, e assim, o excedente resultante ser nulo ou praticamente zero. Este aspeto é importante porque se existir

excedente de produção e se esta energia produzida não poder ser injetada na rede, significa que está simplesmente a ser desperdiçada.

Não descorando a primeira solução, a outra solução passa por instalar um sistema de armazenamento para assegurar que caso exista excedente de produção, este não seja desperdiçado, mas, sim, armazenado e aproveitado para satisfazer o consumo nos momentos em que a produção é inferior ao consumo.

A configuração de um sistema UPAC com ligação à rede (RESP), sem injeção e com armazenamento de energia elétrica é demonstrado na Figura 11.



**Figura 11 – Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico, com Ligação à RESP, sem Injeção e com armazenamento, baseado em [Cambio Energetico-2016].**

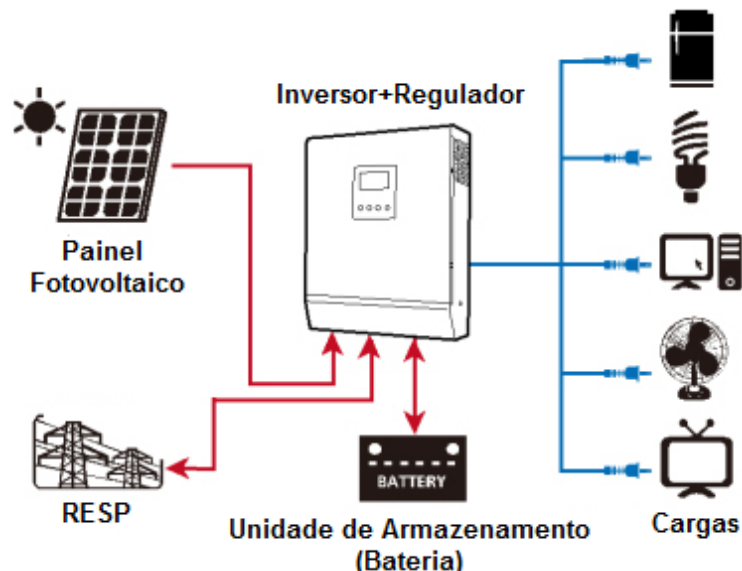
Assim, para casos em que o sistema UPAC não possua unidades de armazenamento e não possa fornecer energia elétrica à RESP, é necessário que na instalação produtora exista equipamentos com a capacidade de controlar a energia produzida, nomeadamente, possuir um inversor que apenas forneça a energia para satisfação das cargas da instalação de utilização de energia elétrica, evitando assim, a injeção do excedente na RESP. Neste tipo de sistemas, a RESP deverá auxiliar sempre o sistema produtor, caso este não consiga satisfazer todas as necessidades energéticas da instalação de utilização de energia elétrica [Costa-2014].

Em relação aos sistemas UPAC que estejam acoplados a sistemas de armazenamento é necessário a presença de um inversor/regulador de carga para controlar a energia solicitada pela instalação de consumo e energia produzida. O excedente produzido é armazenado e, mais tarde, é utilizado quando a produção é insuficiente ou inexistente, tendo esta energia prioridade face à proveniente da RESP. No sistema de armazenamento a tecnologia mais utilizada são as baterias, podendo este tipo de sistema ajudar a que a instalação de utilização de energia elétrica diminua a sua dependência do uso da RESP, porém aumenta o investimento inicial através da aquisição das baterias e de equipamentos de controlo, como por exemplo, um regulador de carga [Costa-2014].

### 3.2.2. Autoconsumo com Ligação à Rede (Com Injeção na Rede)

No sistema de autoconsumo com possibilidade de injeção na rede elétrica, permite que o excedente de produção possa ser injetado na RESP e também a instalação de utilização de energia elétrica possa receber a energia proveniente da RESP em caso de necessidade. Estes sistemas necessitam de um contador bidirecional para contabilizar a energia encaminhada para a RESP, podendo esta ser remunerada à tarifa em vigor mencionada na subsecção 3.1.5. A possibilidade de injetar o excedente na RESP obriga a que sejam respeitadas determinadas condições técnicas, particularmente, em termos de potência instalada, limite de tensão, limite de produção, entre outras, previstos no Regulamento Técnico e de Qualidade indicado na legislação em vigor, assim como a contagem de energia injetada na RESP que deve respeitar as diretrizes do Decreto-Lei nº153/2014 [Costa-2014].

A configuração de um sistema UPAC com ligação à rede (RESP) e sem injeção de energia elétrica é demonstrado na Figura 12.



**Figura 12 – Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico, com Ligação à RESP, com Injeção e armazenamento, baseado em [Cambio Energetico-2016].**

Apesar do sistema poder injetar energia na RESP é interessante que possua capacidade de armazenamento, já que a tarifa de remuneração para venda de energia nas UPAC é inferior àquela que é anulada caso o excedente energia seja armazenado e, posteriormente, aproveitado para autoconsumir, como visto na subsecção 3.1.5. Caso a central UPAC possua armazenamento, a instalação de utilização de energia elétrica comporta-se da seguinte forma [Costa-2014]:

- $\text{Consumo} > \text{Produção(UPAC)} + \text{Armazenamento}$ : A RESP necessita de fornecer a instalação de utilização de energia elétrica;
- $\text{Consumo} \leq \text{Produção(UPAC)} + \text{Armazenamento}$ : A RESP não necessita de fornecer a instalação de utilização de energia elétrica, sendo que se o sistema de armazenamento estiver totalmente carregado ou não existir, o excedente é injetado na RESP.

### 3.3. Benefícios no Setor Doméstico e no Setor Industrial

A implementação de sistemas de produção descentralizada, quer seja no âmbito do autoconsumo quer de produção para venda à RESP no setor doméstico e no setor industrial, acarretam variados benefícios, designadamente, no contexto económico, ambiental e social.

A nível de instalações para venda de energia elétrica, instalações UPP, o principal benefício é o económico, com o ganho por cada kWh vendido à RESP. No entanto, em ambos os setores, doméstico e industrial, para as instalações de autoconsumo de origem em sistemas fotovoltaicos são permitidos diversos benefícios comuns, tais como [ISAEnergy-2016, Ikaros-Hemera-2016]:

- Independência energética, aspeto muito importante no setor industrial em caso de falha na RESP, continuam a poder laborar;
- Redução da exposição ao aumento da tarifa de energia elétrica, que ao longo dos últimos anos tem vindo continuamente a subir;
- A nível da indústria os sistemas de autoconsumo, caso estejam corretamente dimensionados, podem ainda permitir a redução da potência consumida em média em horas de ponta, com grande impacto na faturação de energia elétrica destas entidades;
- Poupança monetária por cada kWh autoconsumido, o que permite reduzir a fatura de energia elétrica, sendo que o preço do kWh autoconsumido é superior quando comparado com o custo da energia proveniente da RESP;
- No setor industrial a implementação de sistemas de autoconsumo com origem em produção de energia 100% limpa ajuda a promover a organização na sua estratégia de sustentabilidade e imagem verde;
- O investimento em sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo com tempo de vida útil entre 20 a 25 anos, permite períodos de retorno, em média entre os 6 e os 10 anos, desde que o sistema se encontre corretamente dimensionado para o consumo presente na instalação de utilização de energia elétrica;
- Os consumidores ao instalarem sistemas de autoconsumo podem aproveitar as coberturas dos seus edifícios ou os terrenos sem utilização para a implementação destes sistemas de modo a rentabilizá-los.

No contexto do país, a aposta em produção descentralizada de energia elétrica permite contribuir para alcançar as metas europeias, tanto na aposta em energias renováveis como na redução de emissões de CO<sub>2</sub>, tal como são expostas na subsecção 2.3.2. Também promove o desenvolvimento económico na procura de novas tecnologias e criação de emprego.

Como descrito, em relação aos sistemas de autoconsumo, pode-se concluir que estes permitem reduzir diretamente a solicitação de energia à RESP. Para além de todos os benefícios referidos, salienta-se que os sistemas solares fotovoltaicos utilizados em autoconsumo produzem em horários que coincidem com os períodos de horas de ponta cujo custo da energia elétrica é mais elevado, podendo-se otimizar o preço efetivo final da energia elétrica.

### 3.4. Evolução dos Custos do Sistemas de Produção Solar Fotovoltaica

Uma das causas que leva a não aposta de sistemas de produção solar fotovoltaica é o elevado investimento que tem de ser efetuado pela aquisição dos equipamentos que constituem esse sistema. Contudo, ao longo dos últimos anos, e com a evolução das tecnologias que compõem o sistema, o custo tem vindo a decair, tornando-se assim cada vez mais atrativo a sua aquisição.

Segundo um estudo efetuado pela Agora-Energiewende prevê-se que o custo de produção de energia solar fotovoltaica continue a diminuir nos próximos anos, nomeadamente no mercado alemão sendo naturalmente acompanhado pelos restantes países, tal como identifica a Figura 13. O estudo considera diversos cenários com diversas gamas de potência instalada.

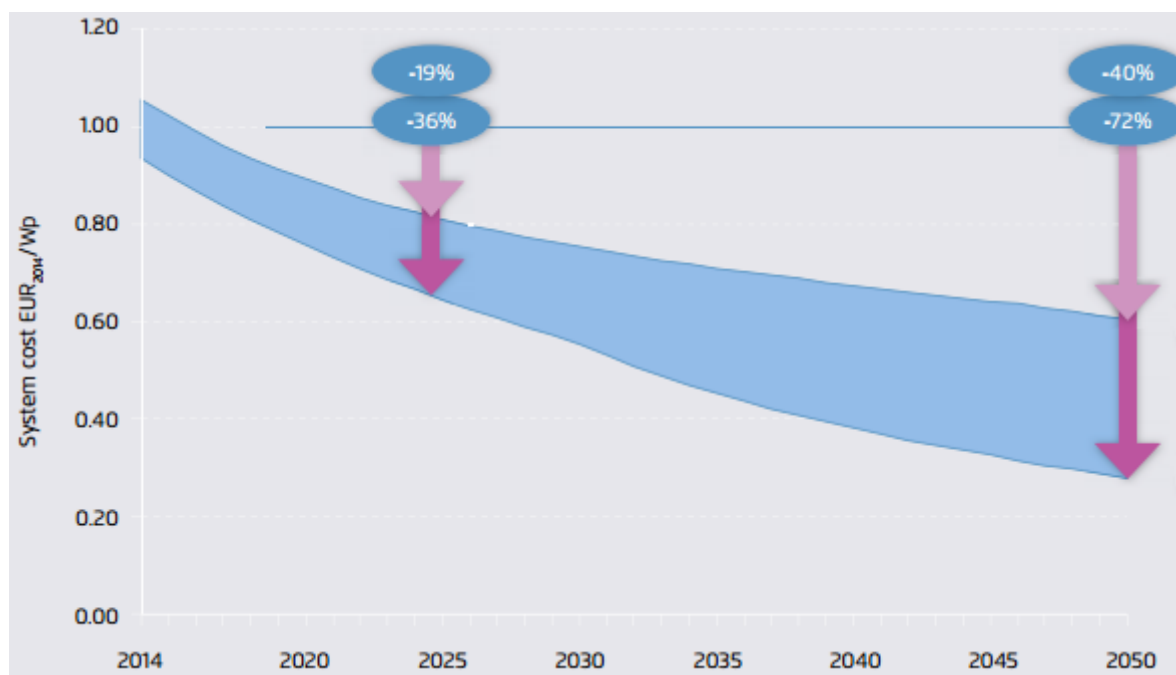


Figura 13 – Evolução do Custo do Sistema Solar Fotovoltaica [Agora-2015].

Assim sendo, espera-se que no ano de 2025 o custo de produção de energia solar fotovoltaica diminua entre 19-36%, enquanto que para o ano de 2050 prevê-se uma redução nos custos entre 40-72%. Analisando a Figura 13, pode-se verificar que para 2020 a redução será de cerca 20% face aos custos atuais, este valor será considerado no caso de estudo do capítulo 5 cujo cenário desenvolvido considera uma perspetiva futura [Agora-2015].

O sistema de armazenamento pode ser outra parte integrante do o sistema solar fotovoltaico, como foi referido nas subsecções anteriores. Este equipamento representa também um investimento elevado, podendo esta situação agravar-se com a necessidade de substituição deste equipamento ao longo do período de vida útil do sistema solar fotovoltaico.

Também as tecnologias de armazenamento têm vindo a diminuir os seus custos de produção. A principal causa será o facto de muitas empresas estarem a investir nestas tecnologias quer para uso em veículos elétricos quer para uso no setor residencial em auxílio de sistemas de autoconsumo, tal como estudado neste trabalho. Assim, diversos estudos demonstram que nos próximos anos dar-se-á um abaixamento significativo no custo de aquisição deste tipo de unidades, com especial ênfase nas baterias.

A Tabela 12 ilustra a evolução dos custos de produção de alguns tipos de unidades de armazenamento previstos para os próximos 5 anos.

**Tabela 12 – Evolução dos Custos de Produção de Unidades de Armazenamento [Lazard-2015].**

Unidades de Armazenamento	Previsão de custo para 2020			Principais Causas
	Lenta	Média	Rápida	
Baterias de Fluídos	-14%	-38%	-58%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução dos custos dos materiais necessários à sua produção;</li> <li>• Melhorias na fabricação e design;</li> <li>• Tempo de integração para a fabricação.</li> </ul>
Flywheels	-5%	-10%	-47%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução dos custos dos materiais necessários à sua produção;</li> <li>• Melhorias no controlo e tempo de resposta;</li> <li>• Melhorias na sustentabilidade operacional (por exemplo, capacidade de remover o calor, motor/gerador com maior eficiência, etc.).</li> </ul>
Baterias de Chumbo-ácido	-5%	-24%	-58%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhorias de engenharia/design (por exemplo, aditivos para aumentar a energia utilizável);</li> <li>• Redução da exigência do chumbo.</li> </ul>
Baterias de Ião de Lítio	-10%	-47%	-50%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento na escala de produção;</li> <li>• Redução dos custos dos materiais necessários à sua produção;</li> <li>• Melhorias na bateria química/design.</li> </ul>
Baterias de Zinco	-0%	-5%	-30%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução dos custos depende de uma manufatura em escala;</li> <li>• Projetar melhorias para reduzir componentes de alto custo;</li> <li>• Melhorias químicas vão aumentar a longevidade e faixa de operação.</li> </ul>

As baterias do tipo *Absorbed Glass Mat* (AGM), que pertencem ao grupo de baterias de chumbo-ácido mencionadas na Tabela 12, são o tipo de tecnologia considerada no caso de estudo do capítulo 5 para armazenar o excedente de energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico. Deste modo, é considerado uma redução de 24% no estudo apresentado para uma perspetiva futura na evolução destas tecnologias.



## Capítulo 4

# Modelos de Negócio

---



#### 4. Modelos de Negócio

Os sistemas solares fotovoltaicos de autoconsumo têm vindo a ter uma boa adesão em Portugal, como se pode comprovar na Figura 14, todavia, o investimento inicial para implementação de este tipo de sistemas ainda se revela bastante dispendioso para grande parte dos consumidores, especialmente, os consumidores do setor doméstico.

As empresas do setor, para promoverem uma maior aposta em Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), têm desenvolvido modelos de negócios que se adequam às necessidades de cada consumidor/cliente, para que todos os consumidores interessados tenham a oportunidade de usufruir de este tipo de sistemas e todos os benefícios que estes oferecem.

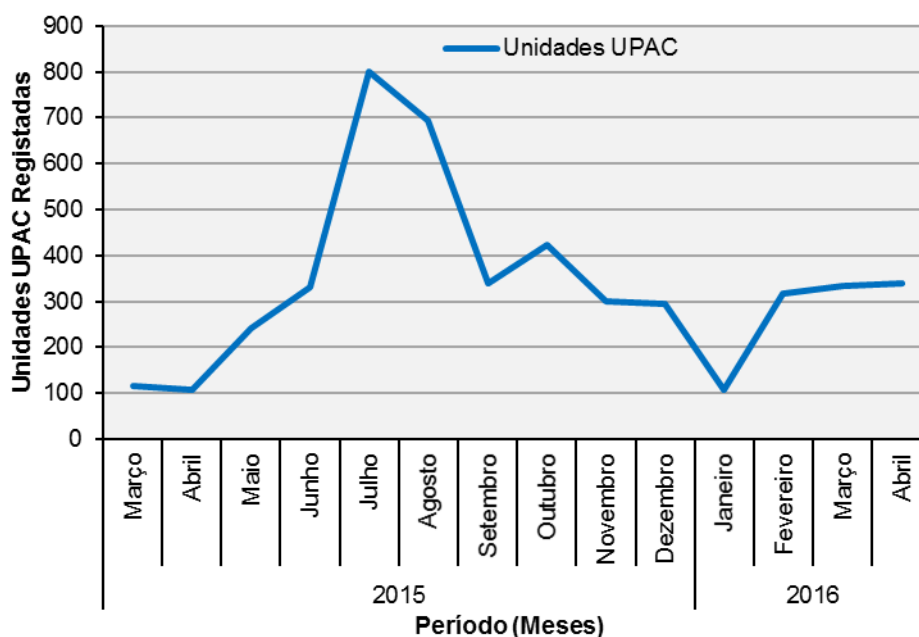


Figura 14 – Evolução das UPAC Registadas em Portugal, desde a Entrada em Vigor do Decreto-Lei nº153/2014 [DGEG-2016b].

As subsecções seguintes deste capítulo descrevem as características de algumas das modalidades de negócio praticadas por algumas entidades, essencialmente, no mercado alemão e norte-americano, como são exemplo as empresas *SolarCity* e *DZ-4*, respetivamente. Estes mercados possuem a vanguarda na exploração deste tipo de negócio/tecnologia, visto que a produção de energia elétrica no setor doméstico através de sistemas solares fotovoltaicos tem tido uma grande afluência nos respetivos países. Os modelos de negócio que são praticados nestes países poderão ser uma mais valia para ajudar no crescimento das UPAC no Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Entre os principais modelos de negócio desenvolvidos para promover a implementação de sistemas solares fotovoltaicos destacam-se os seguintes:

- *Power Purchase Agreement (PPA)*;
- *Lease*;
- *Cash Purchase*;
- *Loan*.

#### **4.1. Modelo PPA**

O modelo PPA caracteriza-se por permitir ao cliente usufruir de energia elétrica proveniente do sistema solar fotovoltaico sem ter qualquer custo de investimento e responsabilidade nos custos operacionais e de manutenção que o sistema possa acarretar. Neste modelo todos os custos são suportados pela entidade instaladora. Em contrapartida, o cliente necessita apenas de celebrar um contrato com a entidade instaladora, em que se compromete a comprar a energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico [SEIA-2012].

O preço desta energia proveniente do sistema electroprodutor é acordado entre partes, sendo definido uma tarifa fixa que normalmente é igual ou menor comparativamente com a tarifa praticada no mercado liberalizado pelas comercializadoras locais. Ao cliente é apresentado uma fatura mensal idêntica à normal fatura de energia elétrica de uma comercializadora, contudo a tarifa da energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico não está sujeita a variações do preço de mercado, uma vez que a tarifa é mantida durante o período contratual que tem a duração entre os 15 a 20 anos. [SEIA-2012].

Normalmente, aquando do término do contrato os clientes podem prolongar o contrato ou, até mesmo, adquirir o sistema para si, a um preço substancialmente mais baixo correspondente ao valor residual do sistema. Na *SolarCity* os clientes só podem comprar o sistema para si a partir do quinto ano de contrato [SEIA-2012, SolarCity-2016].

Este tipo de modelo de negócio já é estabelecido para clientes empresariais, estando, agora, a oferta disponível para clientes domésticos, de modo a permitir que haja maior adesão por parte de este tipo de clientes [SolarCity-2016].

#### **4.2. Modelo Lease**

O modelo *Lease* apresenta características semelhantes com o modelo de negócio PPA, contudo no modelo *Lease* é acordado um valor a ser pago por mês, enquanto com o PPA é pago por kWh, ou seja, pela energia produzida pelo sistema. Este modelo de negócio *Lease* resume-se num empréstimo do sistema solar fotovoltaico, em que o cliente não pode em nenhum momento adquirir o equipamento para si, ao contrário do que acontece com o modelo PPA [SolarCity-2016].

A duração do contrato de empréstimo é definida entre as duas partes interessadas, sendo normalmente estabelecido um contrato com duração entre 15 a 20 anos. Também o valor mensal a pagar pelo empréstimo deve ser acordado entre cliente e instalador, que depende das características do sistema instalado. Se o cliente preferir pode pagar antecipadamente as mensalidades, ao invés de pagar uma mensalidade fixa pelo empréstimo, evitando ter custos mensais em curso. O valor pago mensalmente já engloba os custos de operação e manutenção até ao término do contrato [SolarCity-2016].

No final do contrato, este pode ser renovado, podendo o cliente optar por manter o mesmo sistema electroprodutor ou, então, pode requerer um sistema mais recente, onde para as respetivas opções são definidas novas condições contratuais. Caso o contrato não seja renovado, é removido todo o sistema sem quaisquer custos para o cliente [SolarCity-2016].

### **4.3. Modelo *Cash Purchase***

Os clientes que desejam desde logo adquirir na totalidade o sistema solar fotovoltaico podem optar pelo modelo *Cash Purchase*. Este modelo é direcionado para clientes que têm uma maior disponibilidade financeira com capacidade em suportar o custo de investimento inicial e ainda os custos relacionados com a operação e manutenção. Neste tipo de negócio a entidade instaladora obriga ao pagamento na totalidade, podendo este ser facilitado através de prestações [SolarCity-2016].

De referir que a entidade instaladora apenas se responsabiliza pelo dimensionamento e instalação do sistema adequado às necessidades energéticas do cliente. Embora, por vezes, possam ser celebrados contratos para a prestação de serviços, tais como, o serviço de manutenção ao sistema electroprodutor [SolarCity-2016].

### **4.4. Modelo *Loan***

Outro modelo praticado pelas entidades instaladoras é o modelo *Loan*. Este modelo é semelhante ao modelo *Cash Purchase*, embora neste modelo sejam oferecidas condições mais facilitadas de pagamento do sistema solar fotovoltaico. Isto é, o cliente adquire na mesma o sistema para si, contudo pode dispor de um empréstimo por parte da entidade instaladora, ficando a pagar uma prestação mensal que pode ter a duração entre 10 a 20 anos [SolarCity-2016].

Normalmente, o empréstimo obriga ao pagamento de uma taxa de juros, podendo encarecer o custo global do sistema electroprodutor. Quanto aos custos relacionados com a manutenção, estes são suportados pela entidade instaladora até ao termo do contratual [SolarCity-2016].

### **4.5. Outros Modelos de Negócio**

Para além dos modelos de negócio referidos anteriormente, existem ainda outros modelos de sucesso nos seus países, que apresentam configurações distintas dos que foram mencionados até então. Um deles é o modelo implementado pela *DZ-4*, que é um mix entre o modelo PPA e *Lease* descrito nas subsecções anteriores.

O modelo apresentado pela *DZ-4* consiste em promover o uso de energia verde como ainda a instalação de armazenamento acoplado ao sistema solar fotovoltaico. Pelo sistema solar fotovoltaico (com armazenamento opcional), o cliente paga um valor mensal fixo durante a duração do contrato que se refere ao seu aluguer. Assim, o cliente não tem qualquer investimento nem os custos referentes à manutenção, com a possibilidade de usufruir de um sistema de monitorização. Por este meio, o cliente estabelece uma ligação contratual de 15 anos, em que ao fim de 10 anos, o mesmo pode adquirir o sistema para si, por um valor residual [DZ4-2016].

Esta entidade instaladora permite que caso o sistema electroprodutor não satisfaça todas as necessidades energéticas e seja necessário recorrer à rede elétrica, é garantido que esta energia é verde, com origem em fontes renováveis, da qual o cliente tem de pagar a energia consumida da rede de acordo com o preço de referência da rede em vigor. Por outro lado, o excedente de energia elétrica produzido pelo seu sistema é vendido à rede, a partir da remuneração referente à tarifa legal das energias renováveis – *Erneuerbare Energien Gesetzes* (EEG), que é praticada na Alemanha [DZ4-2016].

#### 4.6. Comparação entre os Modelos de Negócios

Com o intuito de comparar as principais características dos diversos modelos de negócios, que são disponibilizados aos consumidores domésticos interessados em instalar sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo, apresenta-se a Tabela 13.

**Tabela 13 – Resumo Comparativo entre os Diversos Modelos de Negócio [SolarCity-2016, DZ4-2016].**

	SolarCity				DZ-4
	PPA	Lease	Cash Purchase	Loan	
Investimento Inicial	Não existe, apenas opção de pré-pagamento integral ou parcial	Não existe, apenas opção de pré-pagamento integral ou parcial	Compra definitiva	Não existe	Não existe
Propriedade	Entidade Instaladora	Entidade Instaladora	Cliente	Cliente	Entidade Instaladora
Taxas de Crédito	✗	✗	✓	✓	✗
Pagamentos Mensais	Pagamento pela energia produzida, com reajustes anuais entre 0-2,9%	Fixo, com reajustes anuais entre 0-2,9%	✗	Fixo	Fixo, com reembolso da energia vendida
Garantia de Produção	✗	✓	✓	✓	
Monitorização	✓	✓	✓	✓	✓
Garantia de Sistema e Telhado	✓	✓	✓	✓	✓
Duração Contratual	20 anos	20 anos	Pagamento integral	10 ou 20 anos	15 anos

# Capítulo 5

## Caso de Estudo

---



## 5. Caso de Estudo

A legislação em Portugal foi alterada com o objetivo de promover e facilitar a instalação de sistemas de origem renovável para produção de energia elétrica, nomeadamente, em regime de autoconsumo. Contudo, existem ainda entraves económicos que levam potenciais utilizadores a não aderirem a estes sistemas.

Este capítulo apresenta um novo modelo de negócio direcionado aos consumidores do setor doméstico, permitindo que estes tenham uma maior facilidade em implementar sistemas solares fotovoltaicos de produção de energia elétrica para autoconsumo.

### 5.1. Novo Modelo de Negócio

O caso de estudo desenvolvido compreende um modelo de negócio que consiste em colocar um sistema solar fotovoltaico acoplado a baterias adequado às necessidades energéticas do cliente. O cliente não tem quaisquer custos de investimento, de operação e de manutenção do sistema, e possibilita uma poupança imediata na sua fatura de energia elétrica. Contudo, necessita de celebrar um contrato com a entidade instaladora, onde se compromete a efetuar um pagamento fixo mensal (€) por toda a energia elétrica consumida na sua instalação, quer esta seja proveniente do sistema solar fotovoltaico e/ou da rede elétrica.

A entidade instaladora deve suportar todo o investimento e restantes custos relacionados com o sistema solar fotovoltaico e armazenamento, onde é também responsável pela gestão e monitorização de todo o sistema. O valor mensal pago pelo cliente é o único proveito da entidade instaladora. Como expectável o valor fixo a pagar mensalmente será inferior ao atualmente pago pelo cliente na sua fatura de energia elétrica. A Tabela 14 ilustra as especificações do modelo de negócio para o cliente.

**Tabela 14 – Características do Modelo de Negócio para o Cliente.**

	Modelo de Negócio
Investimento Inicial	✗
Propriedade	✗
Pagamentos Mensais	Fixo, com reajustes anuais dependendo da variação das tarifas de acesso às redes
Garantia de Serviço	✓
Monitorização	✓
Garantia de Sistema e Telhado	✓
Duração Contratual	10 ou mais anos, dependendo do perfil do consumidor

O sistema solar fotovoltaico utilizado no caso de estudo baseia-se nos kits pré-existentis no mercado, onde diversas entidades comercializam os referidos kits que já contemplam os módulos solares, estrutura, material elétrico, inversor (com regulador de carga) e unidades de armazenamento (baterias). No Anexo C segue dois exemplos de kits para as potências instaladas de 1,5 e 3 kW.

O objetivo deste caso de estudo não passa por avaliar quais as melhores soluções tecnológicas que se devem adotar na constituição do kit do sistema solar fotovoltaico com armazenamento, mas sim, considerar as tecnologias atualmente comercializadas para este fim.

O presente caso de estudo tem como objetivo estudar a viabilidade do modelo de negócio mencionado acima no mercado português. Para tal, desenvolveu-se um simulador que assenta na ferramenta computacional *Microsoft Excel*, que permite efetuar uma avaliação técnica e económica para cada consumidor doméstico.

Para se implementar corretamente este modelo de negócio são necessários um conjunto de dados de entrada a indicar no simulador, tais como:

- Dados técnicos dos equipamentos que constituem o sistema solar fotovoltaico (como são exemplos os 2 kits mencionados no Anexo C);
- Perfil de Consumo do cliente;
- Perfil de Produção do sistema electroprodutor;
- Custos que a entidade instaladora suporta pela energia adquirida a partir da rede;
- Custos que a entidade instaladora suporta pela aquisição e manutenção dos equipamentos que constituem o kit de produção para autoconsumir com armazenamento.

### 5.1.1. Dados de Entrada

#### 5.1.1.1. Perfil de Consumo

Segundo a ERSE em Portugal existem cerca de 6 milhões de consumidores de energia elétrica fornecidos em BTN. A Tabela 15 apresenta os consumidores BTN previstos para o ano 2016 cuja potência contratada se situa entre 3,45 kVA e 20,7 kVA.

**Tabela 15 – Clientes previstos em regime BTN [ERSE-2015e].**

Potência Contratada (kVA)	CUR			Mercado Liberalizado			Total
	Tarifa Simples	Tarifa Bi-horária	Tarifa Tri-horária	Tarifa Simples	Tarifa Bi-horária	Tarifa Tri-horária	Total
3,45	450 202	32 677	6 604	2 091 487	151 807	30 681	<b>2 763 458</b>
4,6	35 779	12 525	2 932	166 220	58 189	13 625	<b>289 270</b>
5,75	16 145	6 523	1 873	75 003	30 305	8 699	<b>138 548</b>
6,9	205 098	60 836	6 422	952 819	282 623	29 832	<b>1 537 630</b>
10,35	54 105	16 608	3 123	251 353	77 154	14 510	<b>416 853</b>
13,8	19 737	8 163	1 577	91 689	37 920	7 326	<b>166 412</b>
17,25	6 138	2 772	647	28 512	12 875	3 004	<b>53 948</b>
20,7	22 019	8 956	1 150	103 544	41 607	5 343	<b>182 619</b>
<b>Total</b>	<b>809 223</b>	<b>149 060</b>	<b>24 328</b>	<b>3 760 627</b>	<b>692 480</b>	<b>113 020</b>	<b>5 548 738*</b>

\*Faltam os clientes BTN compreendidos noutras potências contratadas ( $\leq 2,3$  kVA e  $\geq 27,6$  kVA)

O perfil típico de consumo dos clientes de energia elétrica mencionados na Tabela 15 é publicado anualmente pela ERSE [ERSE-2016h]. Deste modo, para determinar o diagrama de cargas típico de um consumidor BTN doméstico cujas potências contratadas encontram-se entre 3,45 kVA e 20,7 kVA,

recorreu-se aos perfis de consumo de Baixa Tensão Normal (BTN) para o ano de 2016 e de dados de consumo médio anual dos consumidores BTN para as respetivas potências contratadas [DECO-2016].

De acordo com a Diretiva nº5/2014, de 16 de janeiro, foram aprovados para as instalações BTN três perfis de consumo, tal como identificados na Tabela 16.

**Tabela 16 – Classificação dos Perfis de Consumo Tipo para BTN [ERSE-2015e].**

	Potência Contratada (kVA)	Energia (kWh)
Classe A	>13,8	Qualquer
Classe B	≤13,8	>7140
Classe C	≤13,8	≤7140

O perfil BTN classe A refere-se a clientes com um consumo predominantemente profissional. Já o da classe B trata-se de um consumo residencial, ainda que os consumos elevados possam representar os pequenos clientes empresariais. Quanto ao perfil de consumo BTN classe C apenas é adequado a clientes residenciais [ERSE-2015e].

Este caso de estudo apresenta os resultados obtidos cujas simulações são aplicadas para cada uma das potências contratadas e, respetivos, consumos médios anuais referidos na Tabela 17. As potências contratadas inferiores a 3,45 kVA e superiores a 20,7 kVA não são consideradas neste caso de estudo. As primeiras porque têm consumo relativamente baixo, não motivando a instalação de um sistema solar fotovoltaico dentro dos moldes do modelo de negócio pretendido, enquanto para as segundas, os consumidores com estas potências contratadas possuem um elevado consumo, o que seria necessário a instalação de um sistema solar fotovoltaico com uma maior capacidade de produção, quando comparado com os kits que se pretende utilizar neste modelo de negócio.

O consumo médio anual considerado para cada potência contratada é identificado na Tabela 17.

**Tabela 17 – Consumo Médio Anual, em kWh [DECO-2016].**

Potência Contratada (kVA)	Simplex	Bi-horário
3,45	1 700	2 700
4,6	2 500	3 300
5,75	2 900	3 900
6,9	2 700	4 200
10,35	3 600	6 300
13,8	5 200	9 500
17,25	7 000	12 200
20,7	9 500	17 200

O simulador dispõe de uma base de dados relativos a consumos típicos do setor doméstico, nomeadamente, para todas as potências contratadas e consumos médios anuais ilustrados na Tabela 17, prefazendo um total de 16 perfis de consumo passíveis de análise/estudo. Esta panóplia de perfis permite efetuar um estudo estatístico da situação residencial portuguesa. Existe, ainda, a possibilidade de se poder inserir um perfil específico, sem ser obrigatório efetuar o estudo com base nestes perfis tipificados.

Como exemplo ilustrativo dos perfis de consumo baseados nos perfis publicados pela ERSE e considerados no simulador, a Figura 15 apresenta o consumo típico para um cliente doméstico com potência contratada de 6,9 kVA, apresentando um perfil de consumo bi-horário cujo consumo médio anual é de 4 200 kWh.

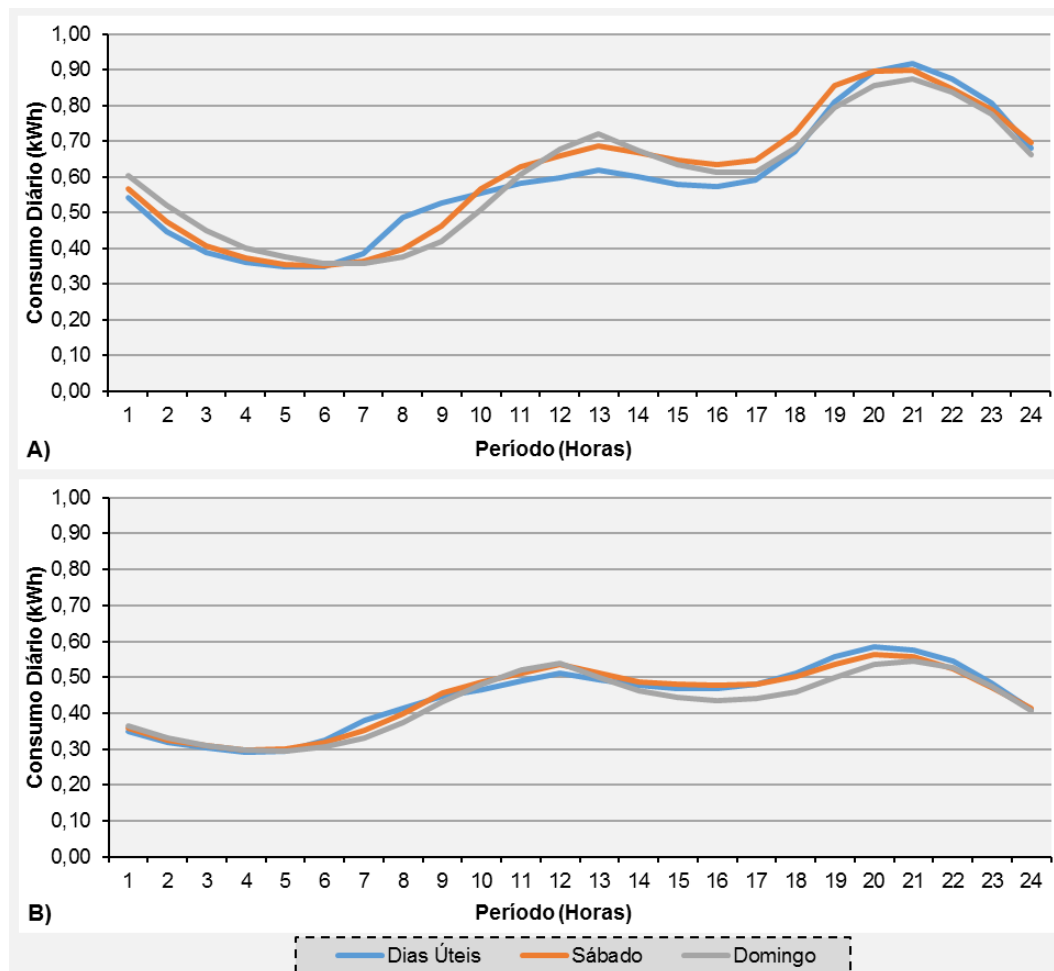


Figura 15 – Exemplo de Consumo Médio Diário: A) Janeiro e B) Julho.

Como se pode observar na Figura 15, normalmente um cliente doméstico tem um maior consumo durante o inverno do que no verão, o que contrasta com o perfil de produção que é superior no Verão.

### 5.1.1.2. Perfil de Produção

Para obter os perfis de produção fotovoltaica recorreu-se à plataforma *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS), que é uma biblioteca online de apoio ao dimensionamento de instalações de sistemas solares fotovoltaicos. Esta ferramenta disponibiliza uma vasta base de dados, atualizada e fidedigna, como parâmetros da irradiância e/ou a energia produzida por um sistema solar fotovoltaico.

Importa referir que a média de produção de energia fotovoltaica em Portugal continental é cerca de 1500 kWh-ano, por cada kWp instalado [PVGIS-2016].

A Figura 16 apresenta a produção diária expectável para um dia de janeiro e um dia de julho para o Porto. Verifica-se, assim, que durante os meses de inverno a produção fotovoltaica é inferior, sendo

previsto que o sistema solar fotovoltaico consiga produzir durante cerca de 10 horas. Em sentido contrário, tem-se os meses de verão cuja produção é naturalmente mais elevada, onde a exposição solar significativa é de cerca de 14 horas.

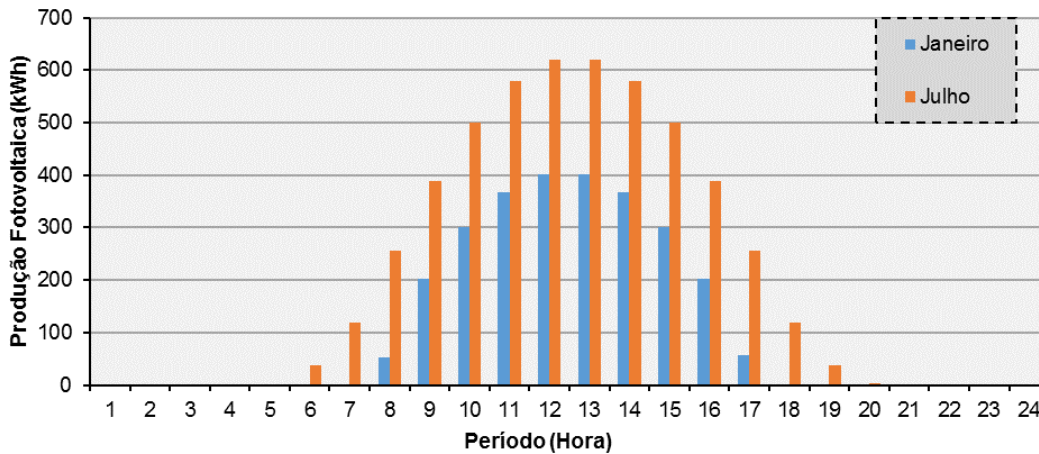


Figura 16 – Produção Média Fotovoltaica de um Dia Típico de Janeiro e Julho no Porto [PVGIS-2016].

Através do simulador consegue-se efetuar o estudo para todas as partes de Portugal, uma vez que este apresenta uma base de dados de produção para as 18 capitais de distrito de Portugal. Contudo, ainda é permitido adicionar dados para simular outra zona específica.

### 5.1.1.3. Custos de Aquisição de Energia Elétrica

Para a concretização do modelo de negócio descrito, a entidade instaladora tem de suportar a energia elétrica que o consumidor adquire a partir da rede elétrica. Com a instalação do kit de autoconsumo com armazenamento, apenas será necessário recorrer à rede elétrica quando a produção e o armazenamento não conseguirem suportar as necessidades energéticas. Este modelo de negócio só pode funcionar em caso da entidade instaladora poder adquirir energia elétrica no Mercado Diário do OMIE – pólo português.

A equação 5.1 apresenta os custos que uma entidade comercializadora tem na aquisição de energia elétrica no OMIE para satisfazer os consumos dos seus clientes, para cada hora (h).

$$PE_{(h)} = P_{TAR(h)} + (P_{OMIE(h)} + CGS_{(h)}) \times (1 + Perdas_{(h)}) \quad (5.1)$$

Onde:

- $PE_{(h)}$  – Preço de aquisição de energia elétrica (em €/kWh)
- $P_{TAR(h)}$  – Tarifa de Acesso às Redes publicados pela ERSE (em €/dia a Potência Contratada e em €/kWh o Termo de Energia), descritos no Anexo A (Tabela A6) [ERSE-2015d]
- $P_{OMIE(h)}$  – Custo de energia elétrica horária no Mercado Diário OMIE – Pólo Português (em €/kWh)
- $CGS_{(h)}$  – Custos do Gestor do Sistema (em €/kWh), para o ano de 2016 é de 1,3 €/MWh (média anual prevista pela empresa comercializadora de energia elétrica em regime liberalizado – PH Energia, Lda “Energia Simples”) [Energia Simples – 2016]

$Perdas_{(h)}$  – Custo adicional que corresponde às médias de cada período dos coeficientes publicados pela ERSE (em %). Para o ano de 2016 é em média de 0,15 [ERSE-2016h]

O caso de estudo considera o custo de energia elétrica obtida no Mercado Diário OMIE para diferentes anos, designadamente, para o ano de 2014 e 2015. É importante considerar estes dois anos, em termos do preço de energia elétrica no mercado, pois foram bastante distintos, dado que o ano de 2014 foi um ano tipicamente húmido (preço mais baixo) e o ano de 2015 foi um ano tipicamente seco (preço mais alto). Os preços considerados foram retirados a partir da base de dados da REN [REN-2016e].

É relevante referir que o valor das tarifas de acesso às redes depende do período horário à qual o cliente está contratualizado, isto é, tarifa simples, bi-horária ou tri-horária. Na Tabela D1 do Anexo D são identificados os clientes cujas potências contratadas são abrangidas pela tarifa simples, bi-horária ou tri-horária, assim como os períodos que constituem essas tarifas. Os clientes BTN podem optar pelo ciclo semanal ou diário em que os períodos horários são distintos, sendo apresentados para cada ciclo horário a descrição detalhada na Tabela D4 e Tabela D5, respetivamente.

Assim sendo, o custo final a ser suportado para cada hora (h) é dado pela equação 5.2.

$$PF_{(h)} = PE_{(h)} \times Consumo_{(h)} \quad (5.2)$$

Onde:

$PF_{(h)}$  – Preço final de energia elétrica proveniente da rede elétrica (em €)  
 $Consumo_{(h)}$  – Consumo efetivo cuja energia elétrica necessária para o satisfazer é proveniente da rede elétrica (em kWh)

Para que o modelo de negócio seja benéfico quer para a entidade instaladora quer para o cliente, o preço de energia elétrica fornecida pela rede elétrica ( $PF_{(h)}$ ) e os custos relacionados com o sistema solar fotovoltaico têm de ser inferiores à fatura normal que o cliente costuma pagar no seu contrato de fornecimento de energia elétrica. Assim, o simulador permite determinar os custos totais da entidade instaladora e compara com os custos que o cliente teria sem o sistema solar fotovoltaico, sendo apenas fornecido pela rede elétrica.

As tarifas para fornecimento de energia elétrica a serem impostas ao cliente são consideradas as publicadas pela ERSE, e dispostas no Anexo D – Tabela D6, sendo atualmente praticadas em regime transitório pelo Comercializador de Último Recurso (CUR) [ERSE-2015d]. Estas tarifas permitem avaliar os custos atuais que cada consumidor tem na sua fatura de energia elétrica.

#### **5.1.1.4. Custo do Sistema Solar Fotovoltaico com Armazenamento**

O sistema solar fotovoltaico com armazenamento acoplado é constituido por um conjunto de equipamentos que são baseados nos kits atualmente comercializados, sendo destacados no Anexo C dois exemplos. Importa uma vez mais referir que os kits considerados não consideram a solução ótima a nível de tecnologia de ponta, mas sim, consideram os equipamentos que estão a ser comercializados neste momento pelas demais entidades instaladoras destes kits.

Perante os dados dos kits comercializados e que servem de base para o caso de estudo desenvolvido, considera-se os seguintes custos, mencionados na Tabela 18.

**Tabela 18 – Custos do Sistema Solar Fotovoltaico [Martifer-2016].**

Equipamentos Produção Solar Fotovoltaica	Custo (€/Wp)
Módulos Solares	0,55
Inversores	0,40
Estrutura de Fixação	0,07
Quadro Elétrico	0,20
Material Elétrico+Mão-de-obra	0,40
Equipamentos Armazenamento	Custo (€/kWh)
Baterias (Tipo AGM)	83,33

As baterias consideradas para o sistema de armazenamento são do tipo *Absorbed Glass Mat* (AGM), que são baterias seladas e não requerem manutenção. O modelo considerado e destacado no Anexo C (Figura C10 e Tabela C1) apresenta um rendimento entre 80%-90%, garantido o sua performance para uma profundidade de descarga até 60%, para um número total de 800 ciclos de vida [Master-2016].

A aquisição dos equipamentos que constitui o sistema solar fotovoltaico mencionados não contemplam o IVA. Para além dos custos de investimento necessários são também considerados os custos de manutenção necessários ao sistema, sendo considerado 40 €/ano [GMLUX-2016].

## 5.2. Resultados

Com o intuito de avaliar a viabilidade técnico-económica referente à implementação do novo modelo de negócio a considerar na implementação de um sistema solar fotovoltaico em Portugal, é simulado e descrito, detalhadamente, a implementação num consumidor BTN de 6,9 kVA. Posteriormente, são apresentados os resultados, de forma sucinta, para todos consumidores BTN cujas potências contratadas encontram-se entre 3,45 kVA e 13,8 kVA, inclusive.

Para avaliação da viabilidade do modelo de negócio são considerados os indicadores económicos *Payback* (em português Período de Retorno do Investimento), Valor Atual Líquido (VAL) e Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), do ponto de vista da entidade instaladora, bem como a avaliação referente do ponto de vista do cliente. No que diz respeito à avaliação técnica, o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico em conjunto com baterias é efetuado a evitar que haja injeção de energia elétrica na rede.

Salienta-se ainda, que todas as simulações realizadas no caso de estudo aquando da avaliação económica não consideram o imposto do IVA.

Os resultados permitem avaliar o modelo de negócio do ponto de vista de uma entidade instaladora da área, que pretenda adotar este modelo como uma opção a oferecer aos seus clientes, e as características que este modelo proporciona aos clientes que venham a aderir.

Para definir as características do modelo de negócio proposto é necessário avaliar um conjunto de parâmetros, como é identificado na Figura 17.



**Figura 17 – Avaliação do Modelo de Negócio Proposto.**

Deste modo, apresenta-se os resultados alcançados para as simulações descritas, sendo estes organizados de modo a compreender o processo de determinação dos parâmetros resultantes deste modelo de negócio, com base nos dados de entrada descritos na subsecção 5.1.1, tais como:

- Determinação da potência da UPAC, estudo da implementação do sistema solar fotovoltaico com armazenamento (contudo apenas é exposto por último nos resultados);
- Determinação da melhor opção tarifária, com a determinação do período e ciclo horário mais vantajoso para a entidade instaladora a que o cliente deve estar contratualizado;
- Definição das características do modelo de negócio, com a definição do período contratual a celebrar para que o modelo de negócio seja viável para ambas as partes (empresa e cliente), através da análise dos indicadores económicos TIR, VAL e *Payback*.

Os resultados apresentados descrevem os seguintes casos de estudo:

- Caso de Estudo 1 – Análise detalhada para um consumidor BTN de 6,9 kVA, com todos os passos discriminados para a obtenção das características do modelo de negócio;
- Caso de Estudo 2 – Análise detalhada caso o consumidor/cliente adquira o kit para si, sendo proporcionado pela entidade instaladora um modelo de negócio idêntico ao descrito, contudo todos os custos são suportados pelo cliente;
- Caso de Estudo 3 – Análise global e sucinta para diferentes tipos de consumidores, com diversas potências instaladas e diferentes consumos anuais, com as respetivas características do modelo de negócio referente a cada consumidor/cliente.

### 5.2.1. Caso de Estudo 1 – Consumidor BTN de 6,9 kVA

O consumidor alvo de caso de estudo, aqui apresentado, caracteriza-se por possuir uma potência contratada de 6,9 kVA, com perfil de consumo bi-horário, com base nos perfis publicados pela ERSE.

Este cliente tem um consumo médio anual de 4 200 kWh, sendo apresentado na Tabela 19, os consumos médios diários, por dia útil, sábado e domingo, assim como os consumos médios mensais, de acordo com o ano de 2016.

**Tabela 19 – Consumo Diário e Mensal, em kWh, para um Típico Consumidor 6,9 kVA Bi-horário.**

Mês	Consumo Médio Diário (kWh)			Consumo Médio Mensal (kWh)
	Dia Útil	Sábado	Domingo	
Janeiro	14,19	14,60	14,40	443,00
Fevereiro	13,57	14,14	13,97	397,37
Março	11,55	11,95	11,66	360,04
Abril	10,32	10,77	10,20	311,43
Mai	9,85	10,16	9,86	306,68
Junho	10,13	10,29	9,98	304,03
Julho	10,64	10,65	10,31	328,33
Agosto	10,60	10,57	10,25	327,01
Setembro	10,13	10,33	9,99	304,13
Outubro	10,43	10,71	10,37	324,51
Novembro	11,71	12,10	11,58	352,37
Dezembro	14,18	14,57	14,10	441,10

### 5.2.1.1. Determinação da Melhor Opção Tarifária para a Entidade

Inicialmente é necessário averiguar a melhor opção tarifária para a entidade instaladora com base na seleção do período e ciclo horário mais vantajoso para a esta, pois independentemente do período e ciclo horário que o cliente esteja contratualizado e seja mais vantajoso para si naquele momento, para entidade instaladora/comercializadora pode ser diferente.

Os custos que têm maior influência na definição do ciclo tarifário ideal para um cliente de energia elétrica são as tarifas de acesso às redes, que dependem do termo fixo (em €/dia) e do termo de energia (em €/kWh). Como tal, o estudo para determinar o período e o ciclo horário que o cliente deve estar contratualizado efetua-se a partir da implementação das tarifas de acesso às redes. Os restantes custos não são considerados, uma vez que apenas influenciam a nível de amplitude, não demonstrando a melhor opção a selecionar.

O estudo sobre a definição do melhor ciclo tarifário e período horário é efetuado hora a hora, de tal modo que os valores apresentados a seguir são valores com um erro associado aos períodos horários, que na realidade são limitados a meias horas ou quartos de hora, tal como identificam as Tabela D4 e Tabela D5, do Anexo D. No entanto, são garantidos a mesma duração dos períodos horários (Ponta, Cheia, Vazio Normal e Super Vazio), definidos nas Tabela D2 e Tabela D3, do Anexo D, dos ciclos semanal e diário, respetivamente. A Tabela 20 identifica os períodos horários que os consumidores BTN podem estar contratualizados.

**Tabela 20 – Períodos Horários para Consumidores BTN.**

Tarifário	Períodos Horários
Simplex	Não há diferenciação entre períodos.
Bi-horário	Divido em: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fora de Vazio (Ponta e Cheia);</li> <li>• Vazio (Vazio Normal e Super Vazio).</li> </ul>
Tri-horário	Dividido em: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ponta;</li> <li>• Cheia;</li> <li>• Vazio (Vazio Normal e Super Vazio).</li> </ul>

A avaliação do ciclo e período horário é efetuada tem em conta a opção tarifária mais benéfica para a entidade instaladora, garantido a mesma qualidade de serviço para o cliente, é dividida em três etapas para perceber o impacto que o sistema solar fotovoltaico e armazenamento pode ter na seleção do tarifário mais benéfico para o seu perfil. Assim, apresenta-se 3 simulações:

- Simulação 1 – Avaliação do ciclo e período horário mais benéfico cujo perfil de consumo é integralmente alimentado pela rede elétrica;
- Simulação 2 – Avaliação do ciclo e período horário mais benéfico cujo perfil de consumo é alimentado a partir do sistema solar fotovoltaico, auxiliado pela rede elétrica;
- Simulação 3 – Avaliação do ciclo e período horário mais benéfico cujo perfil de consumo é alimentado a partir do sistema solar fotovoltaico com inclusão de armazenamento, auxiliado pela rede elétrica.

Para cada simulação, os resultados exibidos constituem uma ordem que permite avaliar a evolução dos custos diários, mensais e, por fim, anuais de cada opção tarifária.

### 5.2.1.1. Resultados da Simulação 1

A fisionomia do perfil de consumo é semelhante para os 12 meses que compõem o ano, daí apenas serem apresentados a título exemplificativo os resultados pormenorizados de julho.

A Figura 18 apresenta a evolução dos custos diários relativos às tarifas de acesso às redes com aplicação dos dois tipos ciclos horários, diário e semanal, e respetivas associações às três tarifas (Simples, Bi-horária, Tri-horária), para o consumo típico de um dia útil, sábado e domingo do mês de julho.

Enquanto no ciclo diário o perfil do custo para cada dia é sempre o mesmo, independentemente de ser dia útil ou fim-de-semana, no ciclo semanal o custo depende do dia em questão, como pode ser verificado na Figura 18.

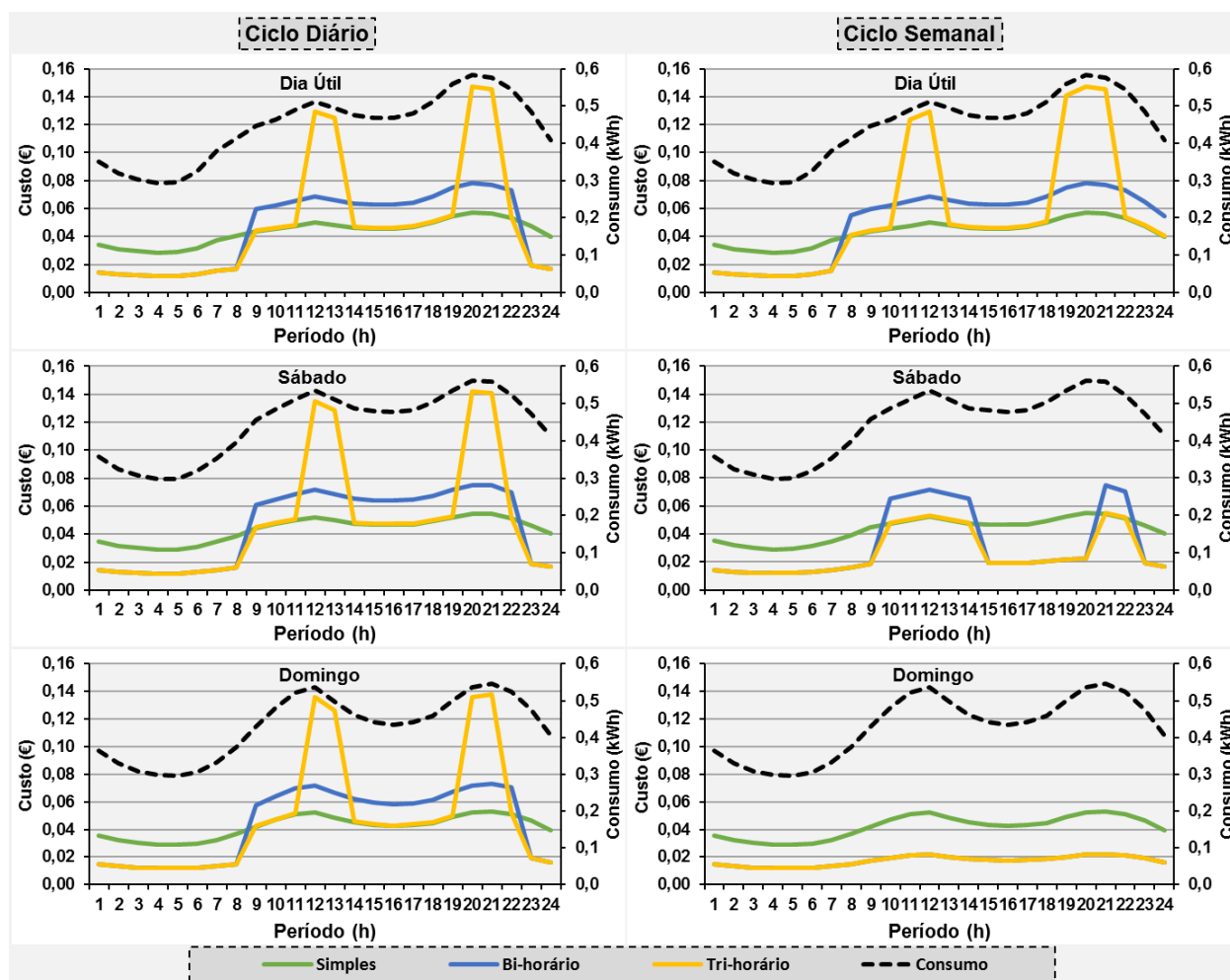


Figura 18 – Custo Diário para um Cliente BTN de 6,9 kVA, em €, para Consumo Típico do Mês de Julho.

Refere-se ainda, que no ciclo semanal no dia de domingo, o valor obtido pelo período horário bi-horário e tri-horário é igual em todos os períodos ao longo das 24 horas, daí as respetivas linhas do gráfico estarem sobrepostas.

De acordo com a Figura 18, a Tabela 21 apresenta o valor pago diariamente para satisfação do consumo, apenas aplicando as tarifas de acesso às redes.

**Tabela 21 – Custos Diários para o Mês de Julho de 2016, em €.**

Tipo de Dia	Período Horário	Valor por Dia (€)	
		Diário	Semanal
Dia Útil	Simple	1,30 €	1,30 €
	Bi-horário	1,36 €	1,48 €
	Tri-horário	1,44 €	1,60 €
Sábado	Simple	1,30 €	1,30 €
	Bi-horário	1,36 €	1,03 €
	Tri-horário	1,44 €	0,91 €
Domingo	Simple	1,27 €	1,27 €
	Bi-horário	1,32 €	0,68 €
	Tri-horário	1,41 €	0,68 €

No mesmo seguimento da Tabela 21, apresenta-se a Tabela 22, embora, agora, sejam exibidos os valores mensais relativos a cada ciclo e período tarifário.

**Tabela 22 – Custo Mensal para o ano de 2016, em €.**

Mês	Período Horário	Valor por Mês (€)		Mês	Período Horário	Valor por Mês (€)	
		Diário	Semanal			Diário	Semanal
Janeiro	Simple	51,45 €	51,45 €	Julho	Simple	40,26 €	40,26 €
	Bi-horário	53,59 €	50,85 €		Bi-horário	41,88 €	39,62 €
	Tri-horário	58,36 €	53,85 €		Tri-horário	44,52 €	37,55 €
Fevereiro	Simple	46,47 €	46,47 €	Agosto	Simple	40,13 €	40,13 €
	Bi-horário	48,27 €	44,99 €		Bi-horário	41,82 €	40,75 €
	Tri-horário	52,56 €	48,69 €		Tri-horário	44,53 €	38,73 €
Março	Simple	43,36 €	43,36 €	Setembro	Simple	37,64 €	37,64 €
	Bi-horário	45,24 €	42,64 €		Bi-horário	39,37 €	38,01 €
	Tri-horário	48,89 €	46,07 €		Tri-horário	41,94 €	36,04 €
Abril	Simple	38,35 €	38,35 €	Outubro	Simple	39,89 €	39,89 €
	Bi-horário	40,35 €	38,54 €		Bi-horário	41,98 €	37,63 €
	Tri-horário	43,23 €	36,41 €		Tri-horário	45,15 €	40,60 €
Maio	Simple	38,15 €	38,15 €	Novembro	Simple	42,34 €	42,34 €
	Bi-horário	39,93 €	38,04 €		Bi-horário	44,40 €	41,61 €
	Tri-horário	42,62 €	36,05 €		Tri-horário	48,20 €	45,05 €
Junho	Simple	37,63 €	37,63 €	Dezembro	Simple	51,27 €	51,27 €
	Bi-horário	39,20 €	38,01 €		Bi-horário	53,48 €	49,38 €
	Tri-horário	41,70 €	36,07 €		Tri-horário	58,11 €	53,41 €

Na análise à Tabela 22 verifica-se que para o período correspondente à época de inverno, desde outubro até março (6 meses), o ciclo tarifário mais vantajoso é o ciclo semanal, para o período bi-horário. Contrapondo com a época de verão, desde abril até setembro (6 meses), em que o ciclo tarifário mais vantajoso continua a ser o ciclo semanal, porém com período tri-horário.

Para a Simulação 1, a Figura 19 apresenta os valores anuais relativos a 2016, considerando apenas as tarifas de acesso às redes. Na análise para o ano de 2016 é feita a distinção entre dias úteis, sábados e domingos.

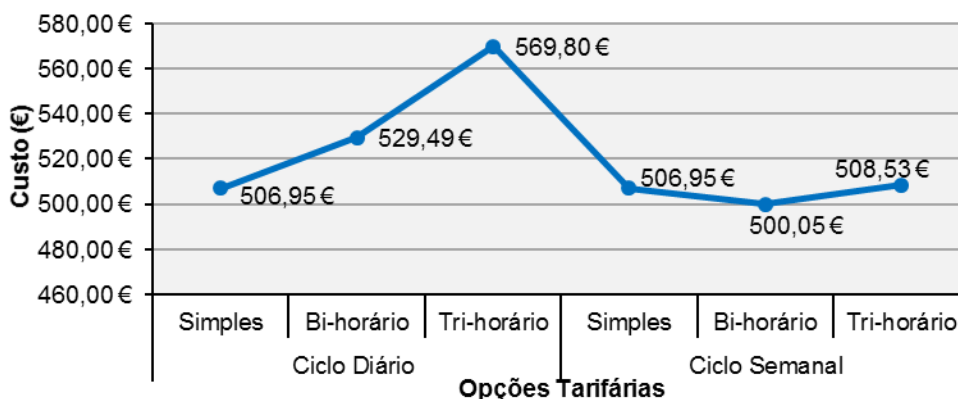


Figura 19 – Custo Anual por Opção Tarifária, em €.

Pela análise da Figura 19 verifica-se que a opção tarifária mais vantajosa para a entidade instaladora a nível anual, referente a este perfil de consumidor, é o ciclo semanal com período bi-horário.

### 5.2.1.1.2. Resultados da Simulação 2

Para o mesmo cliente considerado em 5.2.1.1.1, é implementado um sistema solar fotovoltaico com uma potência instalada de 1,5 kWp, localizado no Porto.

Com a introdução de um sistema solar fotovoltaico para autoconsumo, a necessidade de a rede elétrica servir a instalação de utilização de energia elétrica diminui. A Figura 20 demonstra o impacto que uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) tem sobre o consumidor estudado.

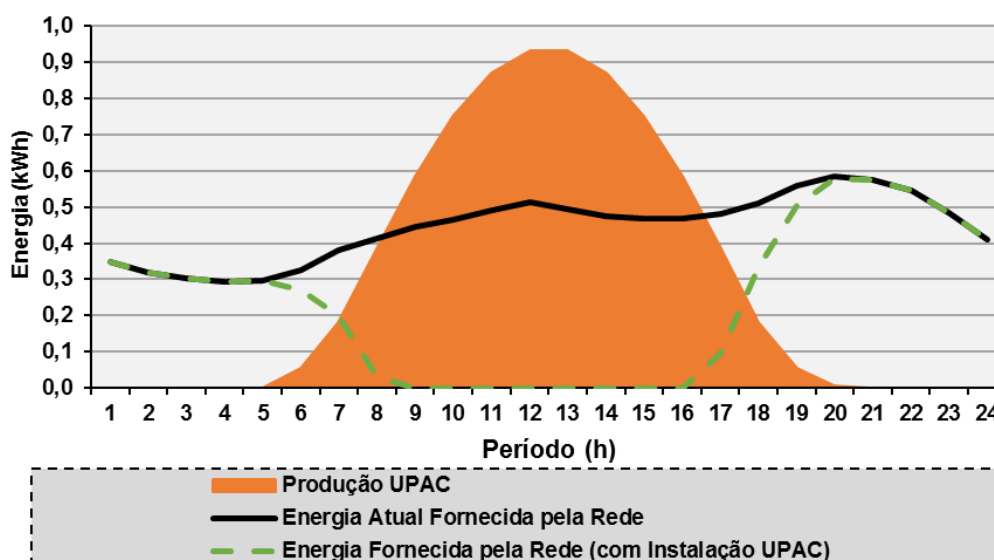


Figura 20 – Consumo vs Produção para um Dia Útil do Mês de Julho de 2016.

Através da Figura 20 pode-se averiguar que durante a maior parte do período diurno a procura é satisfeita pelo sistema de autoconsumo. Isto deve-se ao facto desse período corresponder às horas das quais o custo de energia é mais caro, quer a energia adquirida em mercado quer também o custo das

tarifas de acesso às redes, para os períodos bi-horário e tri-horário. A instalação deste tipo de sistemas electroprodutores vai influenciar a seleção da melhor opção tarifária.

A produção solar fotovoltaica está em excesso face ao consumo de modo a permitir o uso das baterias como unidades de armazenamento. Contudo, com o auxílio das baterias nenhuma energia será injetada na rede elétrica, tal como é apresentado na subsecção 5.2.1.1.3.

A Figura 21 apresenta a energia elétrica proveniente da rede elétrica e do sistema UPAC para suprimir o consumo. Os valores de produção considerados, que servem de base para a determinação da quantidade de energia consumida a partir da UPAC, já contemplam os rendimentos do sistema.

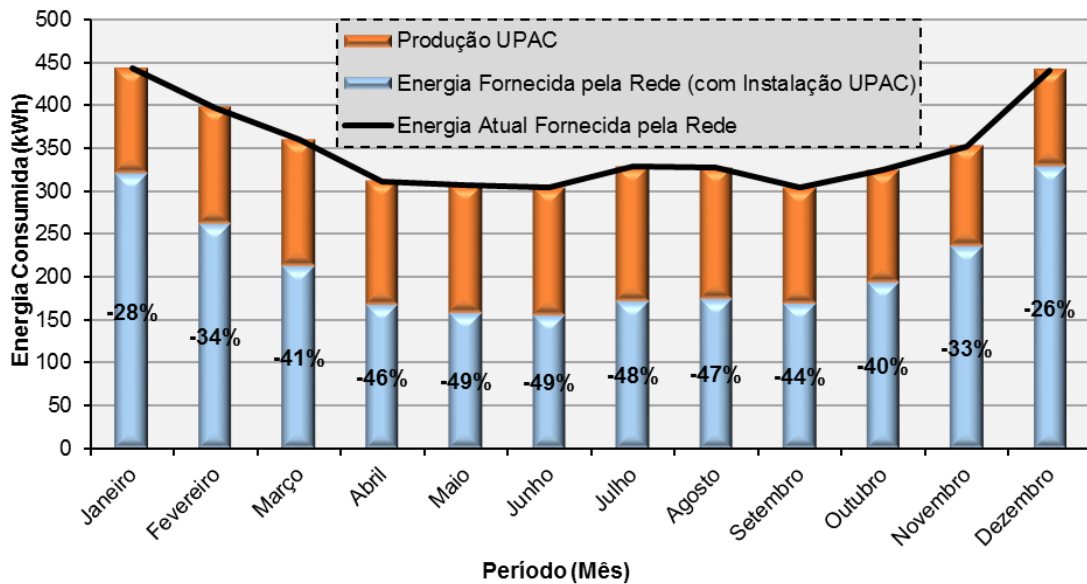
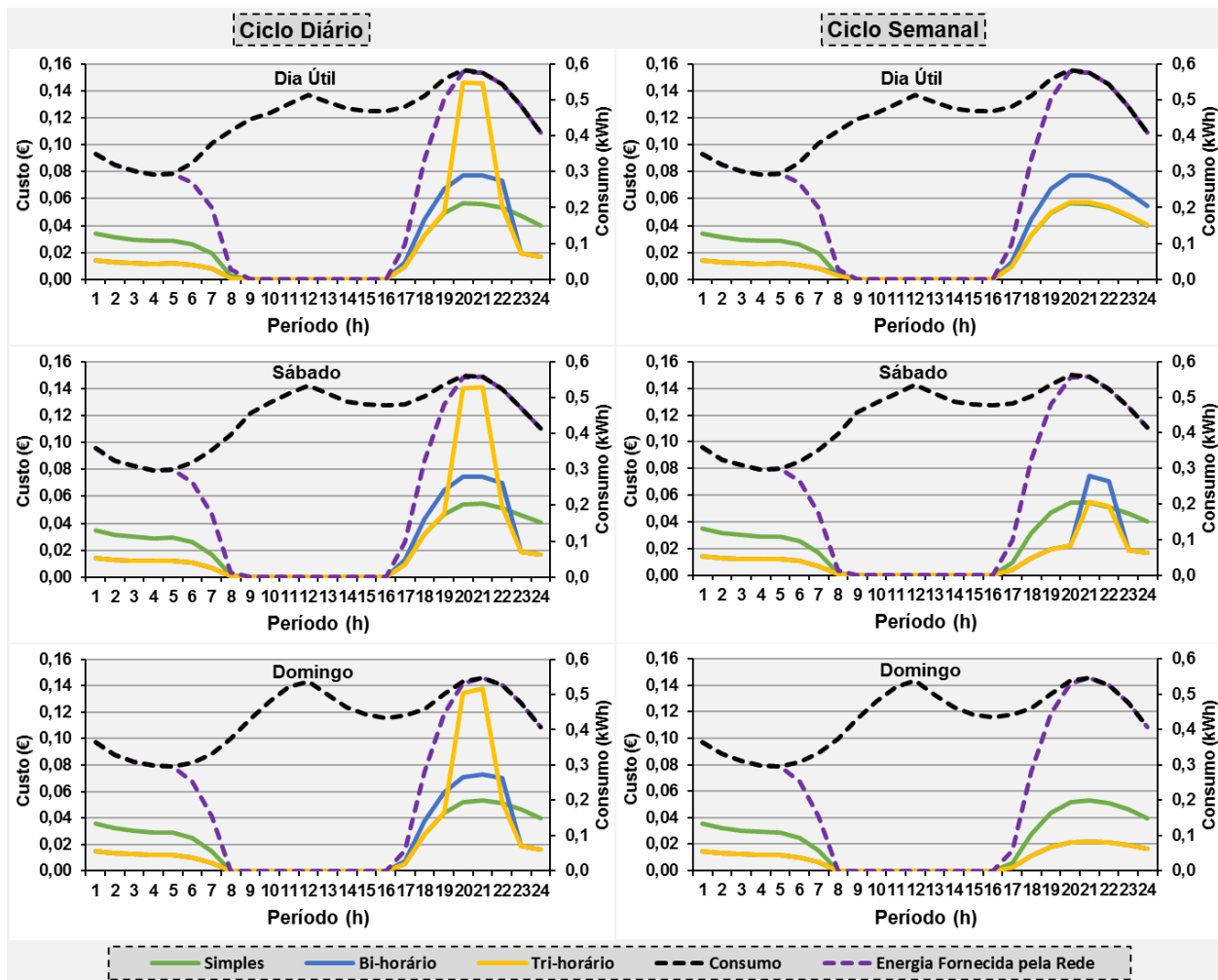


Figura 21 – Origem da Energia Elétrica para Satisfazer o Consumo ao Longo do Ano de 2016.

Com a instalação da UPAC a energia fornecida pela rede elétrica cai para valores entre os -26% e os -49%, perfazendo uma média anual de redução de -39%, como identificado na Figura 21. Deste modo, o consumidor diminui a sua dependência da rede elétrica.

Os resultados apresentados a seguir demonstram a opção tarifária mais benéfica para a entidade instaladora, considerando unicamente para o estudo as tarifas de acesso às redes, tal como na subsecção anterior. Assim, a Figura 22 identifica a evolução dos custos médios para cada opção tarifária disponível no mercado de energia elétrica, para um dia útil e para sábado e domingo de julho, referentes às tarifas de acessos às redes.

Nas horas em que existe uma produção do sistema solar fotovoltaico igual ou superior ao consumo, o custo por parte da entidade instaladora é nulo, como se pode comprovar pela Figura 22, uma vez que não existe necessidade de adquirir energia elétrica a partir da rede durante esse período.



**Figura 22 – Custo Diário para um Cliente BTN de 6,9 kVA, em €, para Consumo Típico do Mês de Julho de 2016, com Instalação de uma UPAC.**

Uma vez mais no ciclo semanal (dia de Domingo), o valor obtido pelo período horário bi-horário e tri-horário é igual em todos os períodos, daí as respetivas linhas do gráfico estarem sobrepostas.

De acordo com a Figura 22, a Tabela 23 apresenta o valor pago diariamente para satisfação do consumo, apenas aplicando as tarifas de acesso às redes.

**Tabela 23 – Custos Diários para o Mês de Julho de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC.**

Tipo de Dia	Período Horário	Valor por Dia (€)	
		Diário	Semanal
Dia Útil	Simples	0,81 €	0,81 €
	Bi-horário	0,74 €	0,82 €
	Tri-horário	0,82 €	0,62 €
Sábado	Simples	0,80 €	0,80 €
	Bi-horário	0,72 €	0,59 €
	Tri-horário	0,81 €	0,55 €
Domingo	Simples	0,78 €	0,78 €
	Bi-horário	0,70 €	0,48 €
	Tri-horário	0,78 €	0,48 €

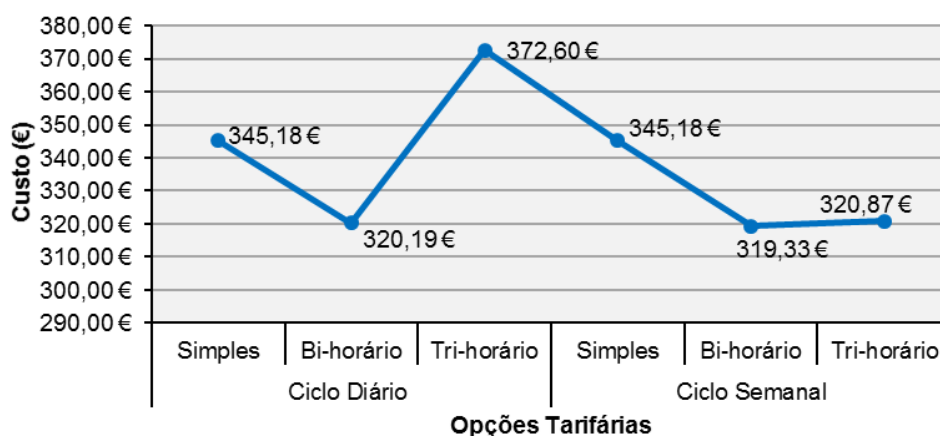
No mesmo seguimento da Tabela 23, apresenta-se a Tabela 24, embora, agora, sejam exibidos os valores mensais relativos a cada ciclo e período tarifário.

**Tabela 24 – Custo Mensal para o ano de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC.**

Mês	Período Horário	Valor por Mês (€)		Mês	Período Horário	Valor por Mês (€)	
		Diário	Semanal			Diário	Semanal
Janeiro	Simple	39,44 €	39,44 €	Julho	Simple	24,90 €	24,90 €
	Bi-horário	37,32 €	37,05 €		Bi-horário	22,59 €	22,60 €
	Tri-horário	44,17 €	39,65 €		Tri-horário	25,20 €	19,80 €
Fevereiro	Simple	33,15 €	33,15 €	Agosto	Simple	25,16 €	25,16 €
	Bi-horário	30,53 €	30,43 €		Bi-horário	22,88 €	23,37 €
	Tri-horário	37,00 €	33,89 €		Tri-horário	25,50 €	20,32 €
Março	Simple	28,94 €	28,94 €	Setembro	Simple	24,45 €	24,45 €
	Bi-horário	26,54 €	26,77 €		Bi-horário	22,46 €	22,68 €
	Tri-horário	32,65 €	30,34 €		Tri-horário	24,85 €	19,72 €
Abril	Simple	24,24 €	24,24 €	Outubro	Simple	27,15 €	27,15 €
	Bi-horário	22,45 €	22,52 €		Bi-horário	25,20 €	24,32 €
	Tri-horário	25,20 €	19,59 €		Tri-horário	30,47 €	27,20 €
Maio	Simple	23,58 €	23,58 €	Novembro	Simple	30,89 €	30,89 €
	Bi-horário	21,73 €	21,85 €		Bi-horário	29,00 €	28,98 €
	Tri-horário	24,43 €	19,12 €		Tri-horário	34,62 €	32,04 €
Junho	Simple	23,10 €	23,10 €	Dezembro	Simple	40,20 €	40,20 €
	Bi-horário	21,08 €	21,49 €		Bi-horário	38,39 €	37,27 €
	Tri-horário	23,55 €	18,77 €		Tri-horário	44,95 €	40,42 €

Na análise à Tabela 24 comprova-se que para o período correspondente à época de inverno, desde outubro até março (6 meses), o ciclo tarifário mais vantajoso é o ciclo semanal, para o período bi-horário. Enquanto na época de verão, desde abril até setembro (6 meses), o ciclo tarifário mais vantajoso continua a ser o ciclo semanal, mas com período tri-horário. Destaca-se, ainda, que no ciclo diário com o período bi-horário apresenta igualmente valores mensais muito baixo, sendo estas três opções referidas as mais interessantes economicamente.

A Figura 23 apresenta os valores anuais relativos a 2016, respetivos à Simulação 2, considerando a distinção entre dias úteis, sábados e domingos.



**Figura 23 – Custo Anual por Opção Tarifária, em €, com Instalação de uma UPAC.**

Como se pode observar na Figura 23, a opção tarifária mais vantajosa para a entidade instaladora a nível anual referente a este perfil de consumidor, é o ciclo semanal com período bi-horário, sendo que as opções tarifárias de ciclo diário com período bi-horário e ciclo semanal com período tri-horário são igualmente opções muito interessantes.

### 5.2.1.1.3. Resultados da Simulação 3

A dependência da rede elétrica diminui com a inclusão de baterias no auxílio ao sistema solar fotovoltaico, com as características apresentadas na simulação 2. As baterias consideradas têm uma capacidade de armazenamento de 12 kWh, com uma profundidade de descarga de 60% e um rendimento inversor+baterias, aproximadamente, de 74,4%.

A Figura 24, ilustra o impacto que o sistema solar fotovoltaico acoplado a baterias tem na quantidade de energia fornecida pela rede elétrica. Durante o período diurno entre as 8 h e as 19 h o consumidor fica totalmente independente da rede elétrica para satisfazer as suas necessidades.

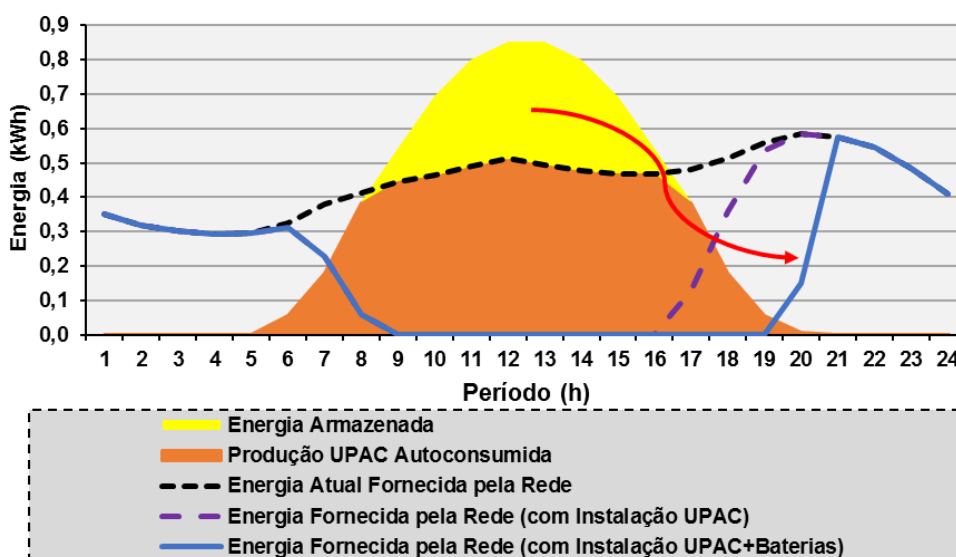


Figura 24 - Consumo vs Produção e Armazenamento para um Dia Útil do Mês de Julho de 2016.

De acordo com a Figura 20, apenas com o sistema produtor as horas de independência da rede elétrica são de 8 h (entre as 8 h e as 16 h), enquanto que com as baterias existe um prolongar da independência da rede elétrica para as 19 h, como é indicado na Figura 24.

A Figura 25 mostra detalhadamente a proveniência da energia que satisfaz o consumo para todos os meses ao longo do ano de 2016, permitindo verificar que a instalação de baterias para armazenamento de energia em períodos com excesso de produção face ao consumo imediato é uma mais valia. Com a instalação da UPAC acoplado a um sistema de armazenamento a redução anual da energia proveniente da rede é de -49 %, diminuindo em -10% face só à instalação do sistema solar fotovoltaico sem armazenamento, como identifica a Figura 21.

A inclusão de baterias altera as necessidades de socorrer à rede para adquirir energia, propondo-se assim, a análise cuidada da opção tarifária a selecionar. De seguida, a partir da Figura 26, inclusive, são expostos os resultados obtidos para cada opção tarifária.

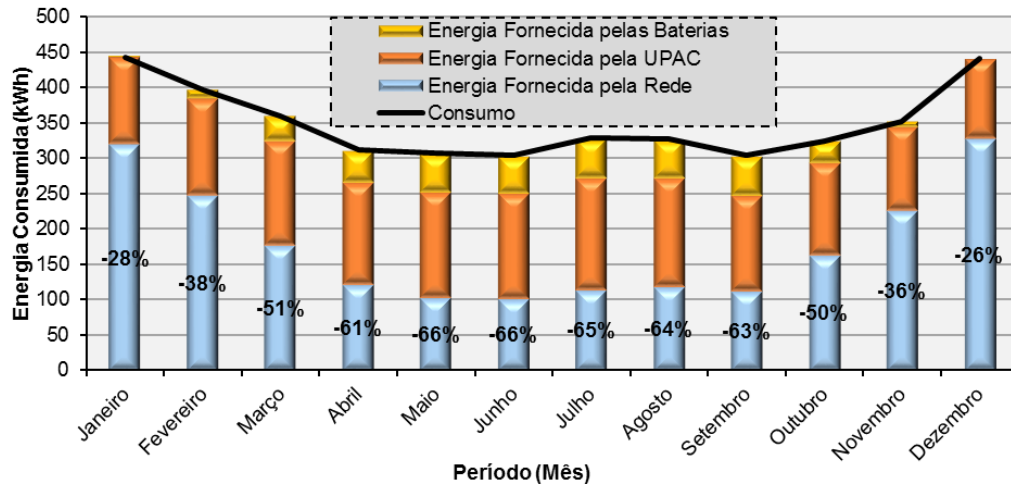


Figura 25 – Origem da Energia para Satisfazer o Consumo ao Longo do Ano de 2016.

A Figura 26 identifica a evolução dos custos médios para cada opção tarifária disponível no mercado de energia elétrica, para um dia útil, sábado e domingo de julho, referentes às tarifas de acessos às redes, em que este cliente tem um sistema solar fotovoltaico acoplado a baterias.

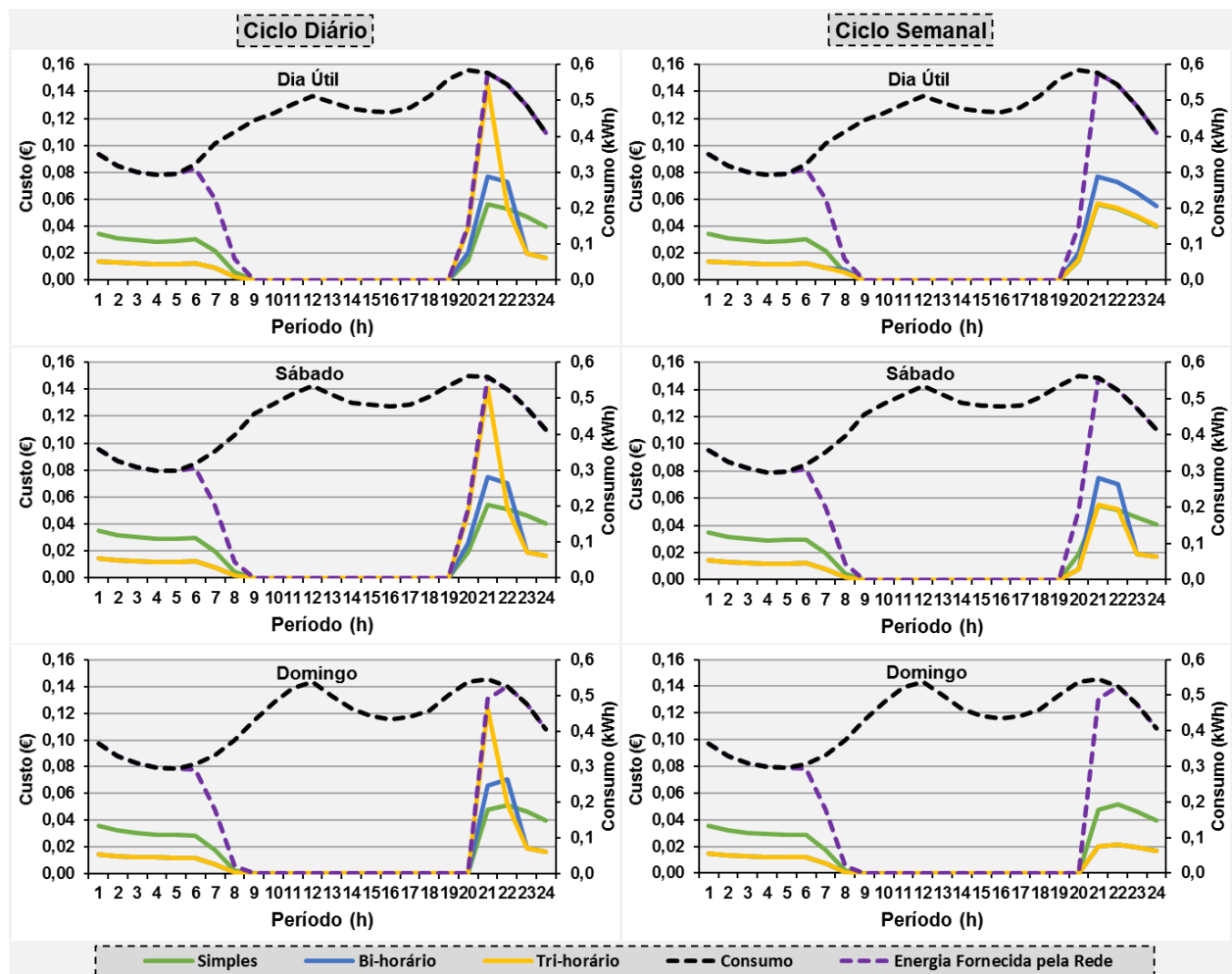


Figura 26 – Custo Diário para um Cliente BTN de 6,9 kVA, em €, para Consumo Típico do Mês de Julho de 2016, com Instalação de uma UPAC com Baterias.

De acordo com a Figura 26, o consumidor não necessita de adquirir energia a partir da rede durante 11 h para os dias úteis e sábados, e durante 12 h para os dias de domingo.

A Tabela 25 apresenta o valor pago diariamente para satisfação do consumo, apenas aplicando as tarifas de acesso às redes.

**Tabela 25 – Custos Diários para o Mês de Julho de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC com Baterias.**

Tipo de Dia	Período Horário	Valor por Dia (€)	
		Diário	Semanal
Dia Útil	Simple	0,63 €	0,63 €
	Bi-horário	0,49 €	0,58 €
	Tri-horário	0,50 €	0,52 €
Sábado	Simple	0,63 €	0,63 €
	Bi-horário	0,49 €	0,49 €
	Tri-horário	0,51 €	0,46 €
Domingo	Simple	0,60 €	0,60 €
	Bi-horário	0,45 €	0,40 €
	Tri-horário	0,44 €	0,40 €

No mesmo seguimento da Tabela 23, apresenta-se a Tabela 26, embora, agora, sejam exibidos os valores mensais relativos a cada ciclo e período tarifário.

**Tabela 26 – Custo Mensal para o ano de 2016, em €, com Instalação de uma UPAC com Baterias.**

Mês	Período Horário	Valor por Mês (€)		Mês	Período Horário	Valor por Mês (€)	
		Diário	Semanal			Diário	Semanal
Janeiro	Simple	39,43 €	39,43 €	Julho	Simple	19,41 €	19,41 €
	Bi-horário	37,32 €	37,04 €		Bi-horário	15,06 €	16,62 €
	Tri-horário	44,17 €	39,64 €		Tri-horário	15,31 €	15,21 €
Fevereiro	Simple	31,91 €	31,91 €	Agosto	Simple	19,79 €	19,79 €
	Bi-horário	28,83 €	28,91 €		Bi-horário	15,50 €	17,25 €
	Tri-horário	35,75 €	32,75 €		Tri-horário	16,16 €	15,66 €
Março	Simple	25,55 €	25,55 €	Setembro	Simple	19,00 €	19,00 €
	Bi-horário	21,90 €	22,83 €		Bi-horário	14,99 €	16,51 €
	Tri-horário	26,93 €	25,39 €		Tri-horário	15,84 €	15,02 €
Abril	Simple	19,87 €	19,87 €	Outubro	Simple	24,17 €	24,17 €
	Bi-horário	16,46 €	17,64 €		Bi-horário	21,12 €	21,02 €
	Tri-horário	18,46 €	15,86 €		Tri-horário	26,58 €	23,89 €
Maio	Simple	18,28 €	18,28 €	Novembro	Simple	30,13 €	30,13 €
	Bi-horário	14,46 €	15,88 €		Bi-horário	27,96 €	28,02 €
	Tri-horário	14,63 €	14,57 €		Tri-horário	33,85 €	31,32 €
Junho	Simple	17,93 €	17,93 €	Dezembro	Simple	40,20 €	40,20 €
	Bi-horário	13,99 €	15,57 €		Bi-horário	38,39 €	37,27 €
	Tri-horário	14,01 €	14,26 €		Tri-horário	44,95 €	40,42 €

Os resultados exibidos na Tabela 26 demonstram que as tarifas bi-horárias para os ciclos diário e semanal, bem como a tarifa tri-horária para o ciclo semanal são as opções tarifárias mais benéficas. Assim, A Figura 27 apresenta os valores anuais relativos a 2016, para a Simulação 3.

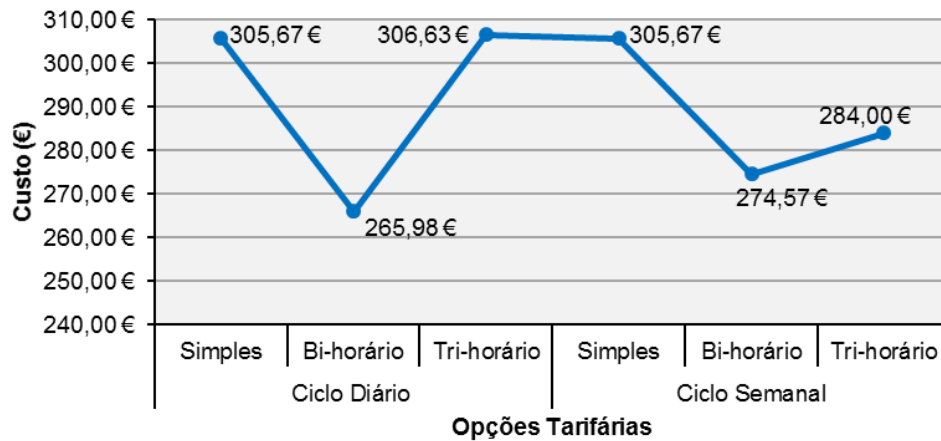


Figura 27 - Custo Anual por Opção Tarifária, em €, com Instalação de uma UPAC com Baterias.

A Figura 27 identifica, após as três simulações desenvolvidas, que a opção tarifária mais vantajosa para a entidade instaladora, referente a este perfil de consumidor, é o ciclo diário com período bi-horário, alterando-se o paradigma das anteriores simulações apresentadas.

Esta Simulação 3 corresponde ao tipo de sistemas que se pretende instalar, ou seja, instalar um sistema solar fotovoltaico com baterias, onde a entidade instaladora deve adotar o ciclo diário com período bi-horário, para proporcionar mais vantagens em termos económicos no modelo de negócio que se pretende implementar.

#### 5.2.1.1.4. Conclusões

Esta subsecção apresenta as principais conclusões das três simulações apresentadas nas subsecções anteriores. De acordo com os resultados obtidos verifica-se que a introdução de um sistema solar fotovoltaico sem ou com armazenamento pode influenciar na seleção da melhor opção tarifária.

A Figura 28 apresenta os valores obtidos em cada simulação por cada opção tarifária. Estes custos apenas contemplam as tarifas de acesso às redes.

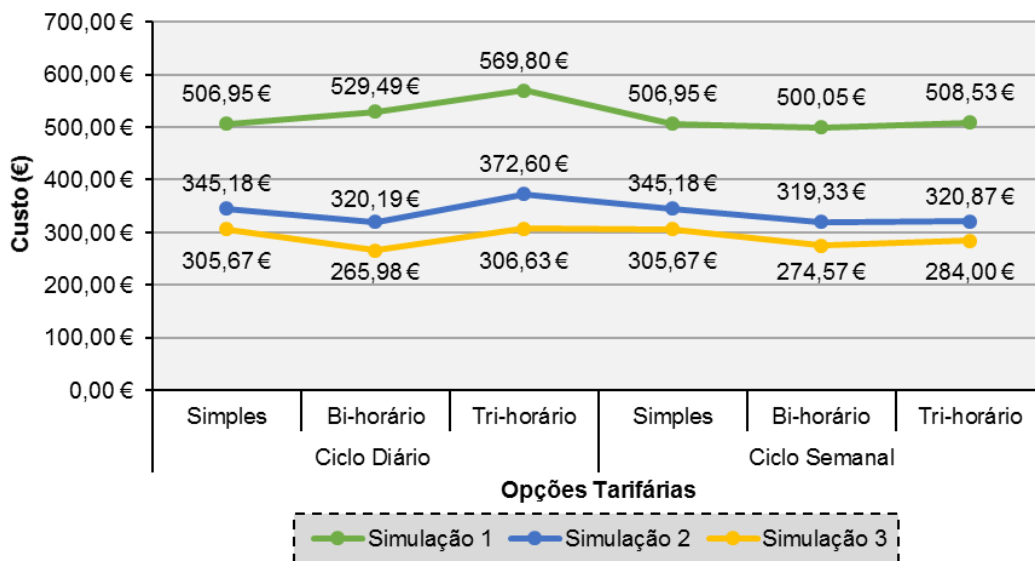


Figura 28 – Evolução das Três Simulações por Opção Tarifária para o Custo Anual, em €.

Para o perfil de consumo considerado, cliente BTN de 6,9 kVA de perfil bi-horário de consumo, e de acordo com a Figura 28, inicialmente a melhor opção tarifária era destacadamente o ciclo semanal de período bi-horário, com um custo total de 500,05€. Contudo, ao incluir um sistema solar fotovoltaico, apesar de se manter a melhor opção o ciclo semanal com período bi-horário (319,33 €), outras opções tarifárias apresentem praticamente o mesmo valor, em particular, o ciclo semanal com período tri-horário (320,87 €) e o ciclo diário com período bi-horário (320,19 €). Ao embutir armazenamento ao sistema solar fotovoltaico verifica-se uma alteração do paradigma da melhor opção tarifária, sendo então a melhor opção o ciclo diário com período bi-horário (265,98 €).

### 5.2.1.2. Definição das Características do Modelo de Negócio

Após a definição da melhor opção tarifária a impor a este perfil de consumidor é necessário estudar em termos técnico-económicos a longo prazo e em termos efetivos as características do modelo de negócio. A Figura 29 apresenta de forma sucinta as etapas a seguir para determinar as características do modelo de negócio.

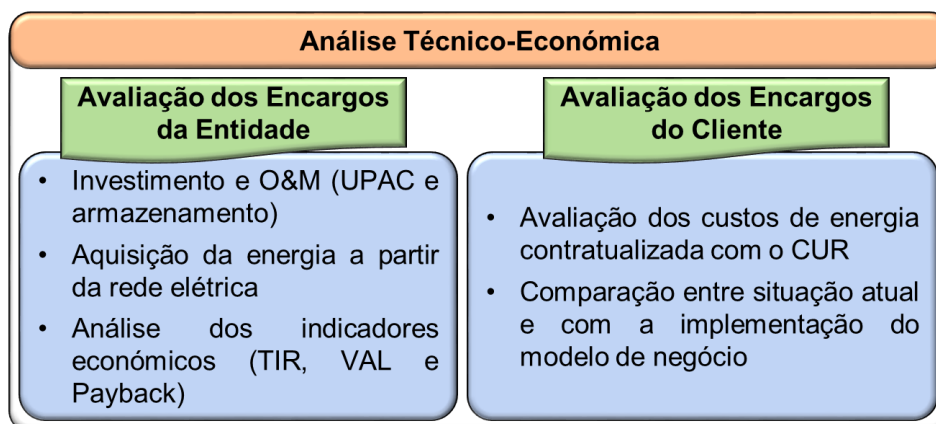


Figura 29 – Diagrama da Análise Técnico-Económica do Modelo de Negócio.

Deste modo, para determinar a duração do período de contrato, que permita ser economicamente viável para a empresa instaladora, tem-se em consideração os custos que esta suporta, quer nos equipamentos quer na aquisição da energia elétrica, através da análise dos indicadores económicos. Por outro lado, também é necessário definir o valor mensal pago pelo cliente, que deve ser inferior ao valor pago em média na sua fatura normal de energia elétrica.

A avaliação das condições do modelo de negócio é obtida através de uma avaliação diária para o perfil de consumo em estudo, onde é considerado as médias de consumo hora a hora dos dias úteis, sábados e domingos, respetivamente. Este estudo contempla todos os custos que a entidade instaladora tem para adquirir a energia elétrica a partir da rede elétrica, descritos na subsecção 5.1.1.3, referentes a um ano húmido.

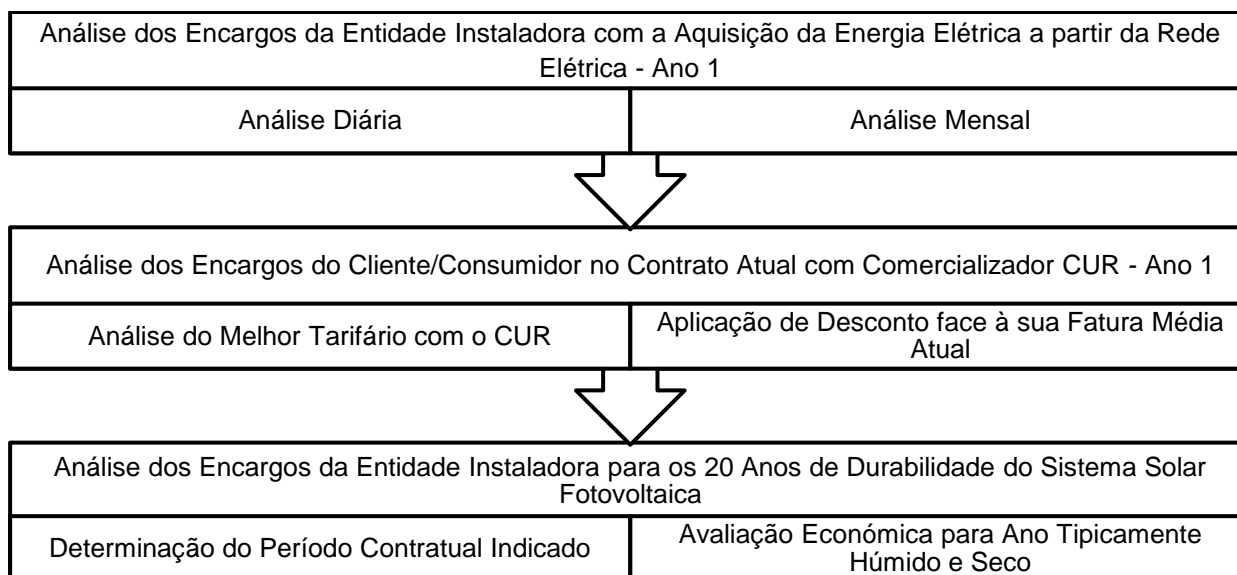
A Tabela 27 identifica os pressupostos considerados para a determinação das condições do modelo de negócio pretendido para o respetivo cliente.

**Tabela 27 – Dados de Entrada.**

Pressupostos do Caso de Estudo		
Cliente	Potência Contratada	6,9 kVA
	Consumo Médio Anual	4200 kWh
	Tipo de Classe	Classe C
Sistema Solar Fotovoltaico	Localização	Porto
	Produção Média Anual por kWp	1463,80 kWh/ano
	Potência Instalada (Apresentada na 5.2.1.3)	1,5 kWp
	Produção Média Anual	2195,70 kWh
	Perda de Eficiência Anual	0,40 %
Sistema de Armazenamento	Capacidade de Armazenamento	12 kWh
	Profundidade de Descarga (DoD)	60,00 %
	Capacidade Efetiva de Armazenamento	7,2 kWh
	Eficiência do Inversor	93,00 %
	Eficiência do Sistema de Armazenamento	80,00 %
	Número de Ciclos	800
Dados Económicos	Investimento Total (Discriminado na Tabela 18)	3 430 €
	Custos de Manutenção	40 €/ano
	Taxa de Atualização	1,00 %
	Redução Mensal na Fatura do Cliente	5,00%

Como já referido anteriormente, neste caso de estudo é considerado como sistema de armazenamento as baterias do tipo AGM, que apresentam as características ilustradas na Tabela 27.

Os resultados apresentados nesta subsecção apresentam a ordem demonstrada no seguinte esquema da Figura 30.



**Figura 30 – Esquema de Apresentação dos Resultados.**

• **Análise Diária e Mensal dos Encargos da Entidade Instaladora com Aquisição da Energia Elétrica a partir da Rede Elétrica:**

Na Tabela 28 são expostos os custos que a entidade instaladora terá com este cliente, na aquisição da energia elétrica para satisfazer o seu consumo.

**Tabela 28 – Custos Obtidos com a Aquisição da Energia Elétrica no Mercado, em € - Ano Húmido.**

Mês	Tipo de Dia	Valor por Dia (€)	Valor por Mês (€)	Mês	Tipo de Dia	Valor por Dia (€)	Valor por Mês (€)
Janeiro	Dia Útil	1,66 €	50,94 €	Julho	Dia Útil	0,70 €	21,27 €
	Sábado	1,70 €			Sábado	0,69 €	
	Domingo	1,54 €			Domingo	0,63 €	
Fevereiro	Dia Útil	1,20 €	35,18 €	Agosto	Dia Útil	0,73 €	22,27 €
	Sábado	1,28 €			Sábado	0,71 €	
	Domingo	1,21 €			Domingo	0,66 €	
Março	Dia Útil	0,93 €	28,41 €	Setembro	Dia Útil	0,75 €	22,41 €
	Sábado	0,90 €			Sábado	0,78 €	
	Domingo	0,86 €			Domingo	0,72 €	
Abril	Dia Útil	0,68 €	20,37 €	Outubro	Dia Útil	1,02 €	31,66 €
	Sábado	0,69 €			Sábado	1,07 €	
	Domingo	0,64 €			Domingo	0,99 €	
Maio	Dia Útil	0,62 €	19,50 €	Novembro	Dia Útil	1,40 €	41,48 €
	Sábado	0,66 €			Sábado	1,41 €	
	Domingo	0,64 €			Domingo	1,26 €	
Junho	Dia Útil	0,67 €	20,00 €	Dezembro	Dia Útil	1,89 €	58,03 €
	Sábado	0,68 €			Sábado	1,88 €	
	Domingo	0,64 €			Domingo	1,75 €	

Os custos mencionados na Tabela 28 contemplam o preço de energia no mercado (ano húmido), os custos do gestor do sistema, tarifas de acesso às redes e perdas. Para o ano de 2016, a entidade instaladora teria de suportar um custo total de cerca de 371,53 € face aos 721,97 € que seria o custo sem a instalação do sistema solar fotovoltaico e baterias. Para o ano seco, o custo total é de 395,35 € cujos valores estão apresentados no Anexo E, na Tabela E2.

Os resultados precedentemente apresentados nas subsecções anteriores permitem ilustrar o impacto diário do sistema solar fotovoltaico e baterias neste cliente (Figura 24), sendo também apresentados a origem da energia elétrica para suprimir as necessidades energéticas, a nível mensal, na Figura 25.

A Figura 31 exhibe a energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico de 1,5 kWp, onde o excedente é armazenado para posterior fornecimento. Devido a perdas no processo de armazenamento e no inversor, nem toda a quantidade armazenada é efetivamente devolvida à habitação para satisfazer o consumo.

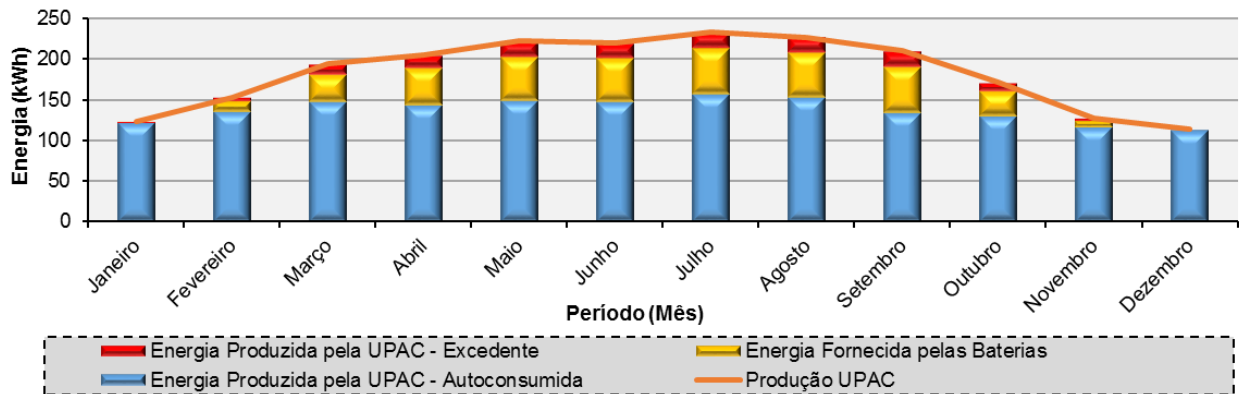


Figura 31 – Produção e Armazenamento Mensal, para o Ano de 2016.

Para além dos custos associados com aquisição de energia elétrica a partir da rede para satisfazer o consumo que não é fornecido pela UPAC e baterias, a entidade instaladora pode ter um custo acrescido que advém da possibilidade de substituição das baterias. A sua durabilidade depende muito do uso, isto é, do número de ciclos efetuados, que para este perfil de consumo e produção é previsto fazer cerca de 45,34 ciclos por ano, como mostra a Figura 32.

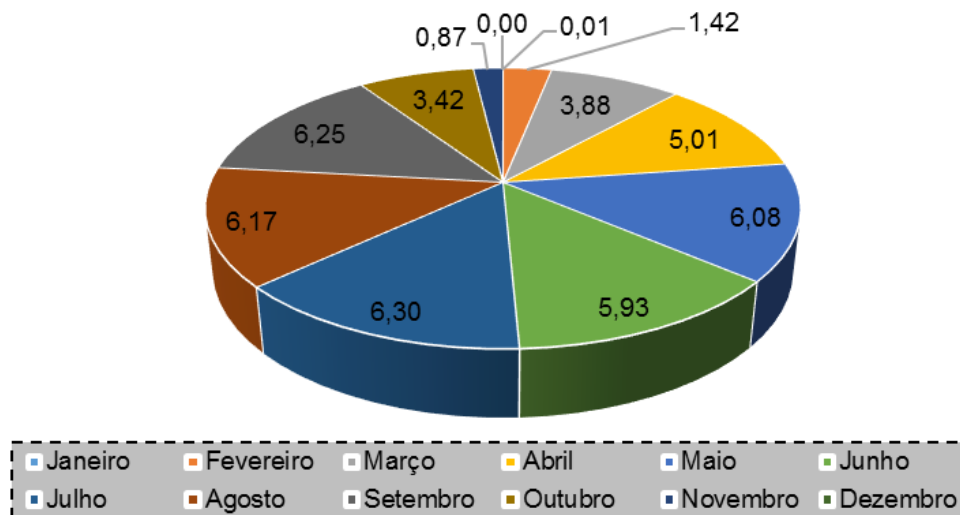


Figura 32 – Número de Ciclos por Mês, para o Ano de 2016.

Uma vez que, anualmente as baterias fazem 45,34 ciclos e estas têm capacidade para efetuar 800 ciclos, prevê-se que seja necessário proceder à sua substituição a partir dos 17,64 anos.

• **Análise dos Encargos do Cliente/Consumidor no Contrato Atual com Comercializador CUR:**

No seguimento à avaliação do custo que a entidade instaladora tem com o cliente, mencionado na Tabela 28, é necessário determinar o valor mensal fixo que o cliente deve remunerar a entidade instaladora pelo serviço e produto prestado. Para tal, é apresentada a Tabela 29 no consumo mensal que este consumidor tem por cada período horário, e respetivo custo que teria na sua fatura mensal, por cada período tarifário, considerado as tarifas reguladas pela ERSE em regime transitório, mencionadas na Tabela D6.

**Tabela 29 – Consumo Mensal por Período Horário e Custo Mensal Por Período Tarifário, para o Ano de 2016.**

Mês	Consumo Mensal (kWh)			Custo Mensal (€)		
	Vazio Normal	Cheia	Ponta	Simples	Bi-horário	Tri-horário
Janeiro	149,01	195,96	98,02	81,70 €	80,36 €	79,13 €
Fevereiro	134,88	174,76	87,73	73,64 €	72,33 €	71,24 €
Março	119,54	161,92	78,58	68,14 €	67,20 €	66,12 €
Abril	99,35	145,05	67,03	59,90 €	59,45 €	58,39 €
Mai	99,94	142,14	64,60	59,42 €	58,79 €	57,73 €
Junho	101,14	140,38	62,51	58,69 €	57,88 €	56,79 €
Julho	110,10	151,29	66,94	62,96 €	62,00 €	60,82 €
Agosto	108,83	150,81	67,37	62,74 €	61,86 €	60,71 €
Setembro	99,41	141,35	63,37	58,70 €	58,05 €	56,97 €
Outubro	103,57	149,92	71,02	62,33 €	61,86 €	60,82 €
Novembro	114,74	158,73	78,90	66,59 €	65,87 €	64,86 €
Dezembro	147,47	196,54	97,09	81,39 €	80,14 €	78,87 €
<b>Total</b>	<b>1 387,97</b>	<b>1 908,87</b>	<b>903,17</b>	<b>796,19 €</b>	<b>785,80 €</b>	<b>772,44 €</b>

Na análise da Tabela 29 verifica-se para o cliente o tarifário mais benéfico que se traduz na fatura mensal mais baixa é o tarifário tri-horário. Desta forma, e pressupondo que o cliente teria contratualizado a tarifa tri-horária por ser mais benéfica, determina-se o valor mensal a ser pago à entidade instaladora no novo modelo de negócio. O valor mensal a ser pago pelo cliente é ilustrado na Tabela 30, sendo considerado para o novo modelo de negócio um desconto de 5% face ao valor pago atualmente.

**Tabela 30 – Fatura Mensal Cliente, para o Ano de 2016.**

Análise Cliente	
Tarifário Mais Favorável	Tri-horário
Fatura Anual (€)	772,44 €
Fatura Média Mensal (€)	64,37 €
Redução Mensal (%)	5,00 %
Valor Mensal a imputar (€)	60,80 €

• **Análise dos Encargos da Entidade Instaladora para os 20 Anos de Durabilidade do Sistema Solar Fotovoltaica:**

Para uma análise mais efetiva é necessário apresentar os resultados para um período temporal mais largo, de modo a avaliar o *Payback*, TIR e VAL. Os seguintes resultados sugerem a avaliação para os primeiros 20 anos após a instalação do kit de autoconsumo.

Esta primeira análise pretende determinar o período contratual que deve ser estabelecido entre a empresa e cliente, logo a análise é efetuada a 20 anos, visto que corresponde ao período de vida útil dos painéis solares fotovoltaicos.

A Tabela E2, que segue no Anexo E, exhibe a análise energética refletindo os valores da produção e do consumo ao longo dos primeiros 20 anos da instauração do modelo de negócio. Prevê-se que a

produção perca eficiência ao longo dos anos com uma diminuição anual de cerca de 0,40%, o que provoca um aumento de aquisição de energia elétrica da rede.

Também no Anexo E, na Tabela E3 apresenta-se a análise económica detalhada, onde é descrito os custos e proveitos que a entidade instaladora obtém na exploração deste modelo de negócio, além de ser apresentado a evolução dos *Cash-Flows* para cada ano. Os resultados económicos têm em conta os preços de compra de energia elétrica no mercado para um ano húmido, em que são usados os preços praticados no ano de 2014. Estes preços são semelhantes aos praticados até então, em 2016, dado que os anos têm características semelhantes, com grande pluviosidade. Na Tabela E4 do Anexo E são apresentados os resultados para um ano seco, onde os preços de mercado considerados são os do ano de 2015, que foi um ano seco.

Os valores obtidos têm em consideração a taxa de atualização de 1%, para além de que nos custos referentes à aquisição de energia elétrica da rede são considerados os aumentos anuais das tarifas de acesso às redes de 6% (subida alcançada entre 2015 e 2016 sugerida pela ERSE).

A Figura 33 exhibe graficamente a evolução do *Cash-Flow* atualizado acumulado para o ano húmido, baseado na Tabela E3, que permite verificar o tempo de retorno do investimento, designado por *Payback*.

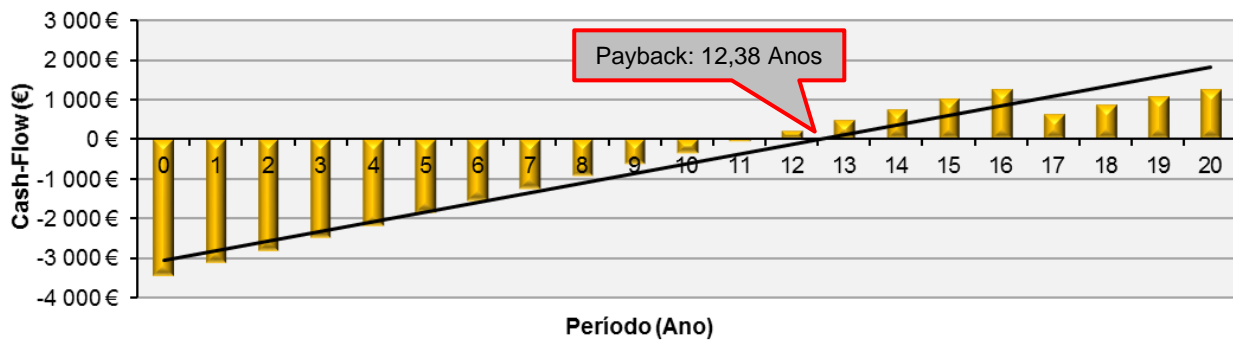


Figura 33 – Evolução do Cash Flow Atualizado Acumulado para os Primeiros 20 Ano com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Húmido.

A Figura 34 apresenta graficamente a evolução do *Cash-Flow* atualizado acumulado para o ano seco, baseado na Tabela E4, que permite verificar o *Payback*.

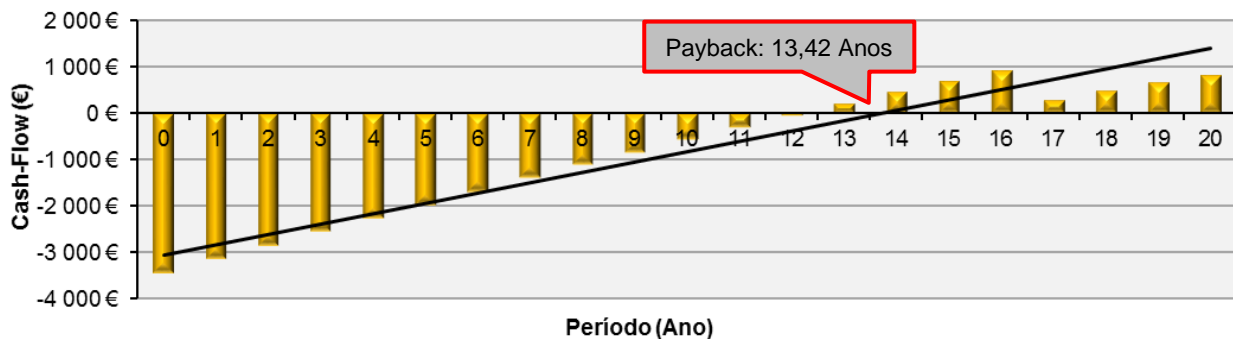
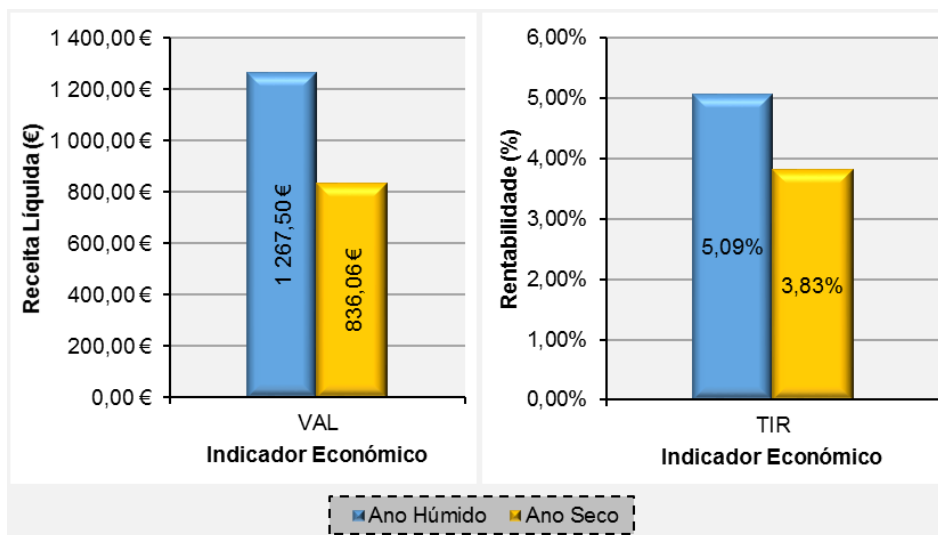


Figura 34 – Evolução do Cash Flow Atualizado Acumulado para os Primeiros 20 Ano com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Seco.

Para ambas as situações descritas (ano seco e ano húmido), a necessidade de substituição das baterias aos 17,64 anos faz com que o Payback aumente ligeiramente face ao previsto. A maior desvantagem do uso das baterias no armazenamento de energia é o facto de necessitar de ser substituídas antes do período de vida útil do sistema solar fotovoltaico.

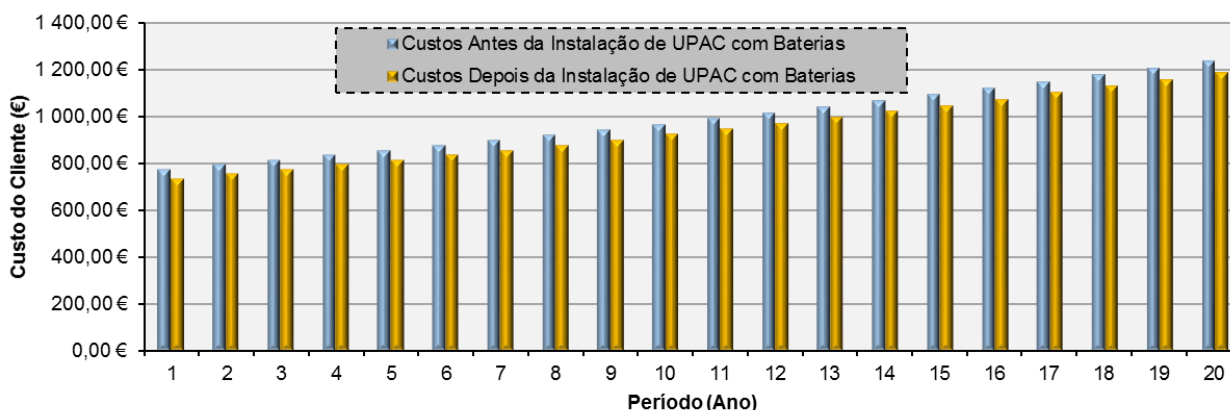
A Figura 35 apresenta a comparação dos indicadores económicos (VAL e TIR) obtidos para um ano tipicamente húmido e seco.



**Figura 35 – Indicadores Económicos do Modelo de Negócio para a Entidade Instaladora.**

Verifica-se claramente nas Figura 33, Figura 34 e Figura 35, que para um ano húmido a entidade instaladora tem um maior lucro na exploração do modelo de negócio. Perante os valores apresentados nas referidas Figura 33, Figura 34 e Figura 35, o modelo de negócio é viável para a entidade instaladora para um período de avaliação de 20 anos.

No que concerne aos custos que o cliente tem caso adira a este modelo de negócio ou não é apresentado na Figura 36. No Anexo E, na Tabela E5 são apresentados os valores detalhados dos custos que o cliente tem antes e após de aderir ao modelo de negócio, bem como a poupança permitida.



**Figura 36 – Custo do Cliente Antes e Após do Modelo de Negócio.**

O custo de energia antes da instalação da UPAC com baterias considera o aumento anual que o cliente BTN teve entre o ano de 2015 e 2016 de 2,5% nas tarifas finais. A poupança ao fim de 20 anos

seria de 789,11 €, já com a taxa de atualização, que apesar da baixa poupança é de salientar que o cliente não tem qualquer custo adicional, nem preocupação em caso de avaria do sistema.

• **Definição do Período Contratual:**

Após os cálculos técnico-económicos do modelo de negócio consegue-se definir um período contratual mínimo que deveria ser estabelecido para este caso de estudo. O período do contrato definido deve proporcionar à entidade instaladora rentabilidade deste modelo de negócio. Tendo em conta que o *Payback* é de 12,38 anos (ano húmido) e de 13,42 anos (ano seco) e os valores da TIR e do VAL favoráveis, o período contratual deveria ser de 15 anos, permitindo à entidade instaladora ter cerca de 2,5 anos de atividade puramente lucrativa.

Com o intuito de clarificar as características do modelo de negócio assentes neste caso de estudo, é apresentado a Tabela 31, sugerindo de forma sucinta as características do modelo de negócio distinguindo caso os anos fossem húmidos ou secos. Assim, o cliente pode usufruir de um kit de autoconsumo com uma potência instalada de 1,5 kWp com armazenamento (baterias).

**Tabela 31 – Principais Características do Modelo de Negócio – Resumo.**

Contrato de 15 Anos							
Ano Húmido				Ano Seco			
Dados de Cliente	Consumo		4 200 kWh	Dados de Cliente	Consumo		4 200 kWh
	Potência Contratada		6,9 kVA		Potência Contratada		6,9 kVA
Resultados	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário	Resultados	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário
	Empresa	TIR	4,62 %		Empresa	TIR	3,50 %
		VAL	1 021,91 €			VAL	690,44 €
	Cliente	Payback	11,56 Anos		Cliente	Payback	12,49 Anos
Poupança		587,40 €	Poupança	587,40 €			

Considerando uma média entre os valores obtidos para cada um dos anos, a entidade instaladora ao implementar este modelo de negócio teria uma TIR de 4,06%, um VAL de 856,18 € e um *Payback* de 12,03 anos, para uma fidelização de 15 anos.

No fim dos 15 anos do contrato o cliente fica com todo o sistema UPAC e baterias para si, sem mais nenhum custo adicional.

**5.2.1.3. Determinação da Potência do Sistema Solar Fotovoltaico**

A determinação da potência do sistema solar fotovoltaico deve ser o primeiro estudo a efetuar-se, no entanto, apresenta-se por último de modo a justificar a escolha da potência a instalar do sistema.

Para dimensionar adequadamente o sistema solar fotovoltaico ao perfil de consumo em causa é necessário averiguar qual a potência a instalar. Este dimensionamento considera o perfil de consumo do cliente BTN de 6,9 kVA com 4 200 kWh e todos os custos que a entidade instaladora tem para adquirir a energia elétrica a partir da rede elétrica, descritos na subsecção 5.2.1.2.

Na subsecção 5.2.1.2 é detalhada as características do modelo de negócio considerando uma potência instalada do sistema solar fotovoltaica de 1,5 kWp, que é a solução ótima para este cliente alvo

de estudo. Contudo, os resultados a seguir apresentados permitem conferir essa opção de escolha. Os resultados obtidos são direcionados à entidade instaladora, isto é, analisando os indicadores económicos (*Payback*, TIR e VAL) que a entidade instaladora teria se implementasse o modelo de negócio para cada potência instalada.

No Anexo G são apresentados em detalhe a análise técnico-económica para uma gama de potência instalada (1 kWp; 1,25 kWp; 1,5 kWp; 1,75 kWp; 2 kWp; 2,25 kWp), de onde são baseados os resultados a seguir ilustrados.

A Figura 37 apresenta a evolução do indicador económico *Payback* por potência instalada para um ano tipicamente húmido e seco. Naturalmente, se o ano for tipicamente húmido os resultados são mais atrativos.

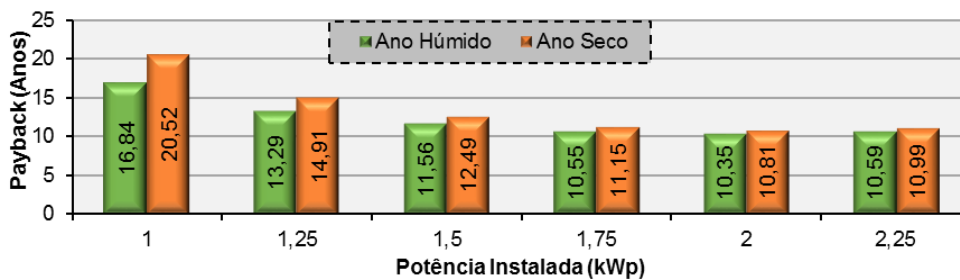


Figura 37 – Evolução do Payback por Potência Instalada para a Entidade instaladora.

O *Payback* não é indicador suficiente para definir a potência que se deve instalar, assim, na Figura 38 é apresentada a evolução dos indicadores económicos (TIR e VAL).

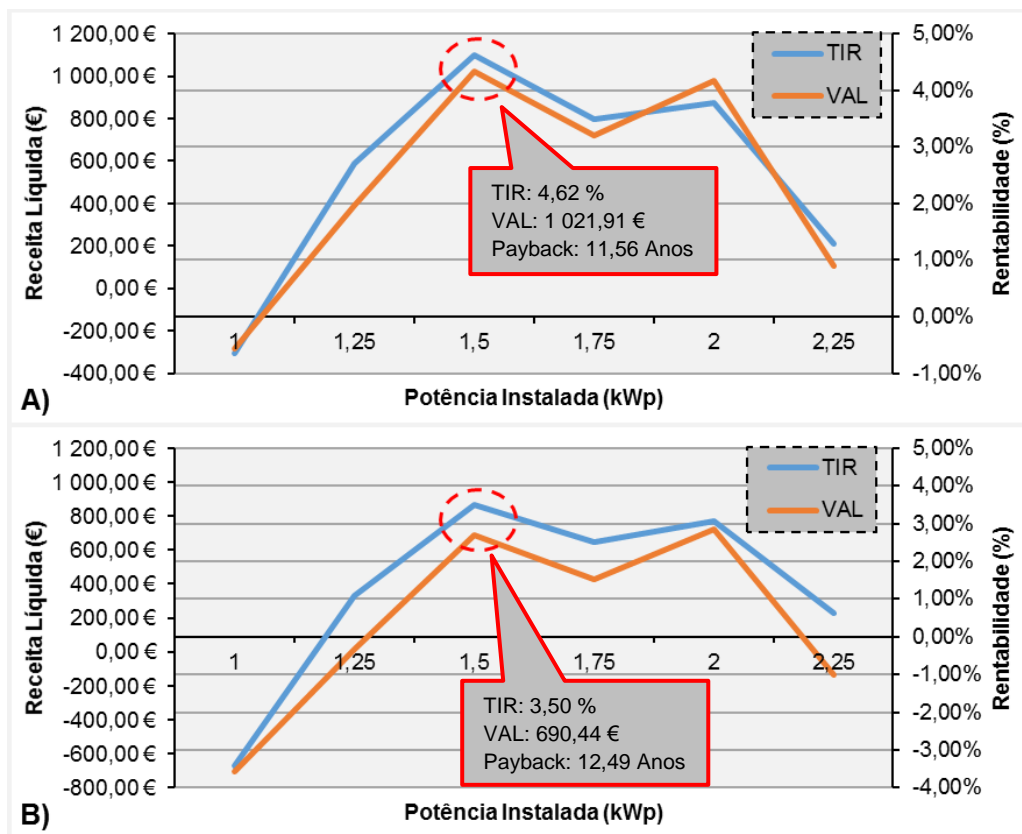


Figura 38 – Evolução dos Indicadores Económicos por Potência Instalada: A) Ano Húmido; B) Ano Seco.

Na análise à Figura 37 e Figura 38, verifica-se que a potência a instalar que se adequa ao perfil do consumidor em estudo é de 1,5 kWp.

#### 5.2.1.4. Análise de Sensibilidade (para 2020)

Após os resultados demonstrados nas subsecções anteriores, verifica-se que um investimento deste género por parte de uma entidade instaladora ainda obrigada a um tempo de retorno (*payback*) muito elevado. Este facto leva-nos a concluir que ao implementar o modelo de negócio atualmente, este poderá ainda não ser suficientemente rentável. Assim, nesta subsecção apresenta-se os resultados considerando a evolução dos custos de todos os equipamentos que envolvem o sistema solar fotovoltaico e armazenamento.

De acordo com a subsecção 3.4, em 2020 é esperado que os custos de produção solar fotovoltaica reduzam em média cerca de 20%, para além de que os custos relacionados com o armazenamento, especificamente, com as baterias de chumbo-ácido (grupo a que pertence as AGM), reduzam em média cerca de 24%. O estudo abaixo apresentado sugere estes pressupostos para os custos dos equipamentos, como se pode contemplar na Tabela 32.

**Tabela 32 – Custos do Sistema Solar Fotovoltaico Atual e para 2020 [Martifer-2016, Agora-2015, Lazard-2015].**

Equipamentos Produção Solar Fotovoltaica	Custo Atual (€/Wp)	Custo 2020 (€/Wp)
Módulos Solares	0,55	0,44
Inversores	0,40	0,32
Estrutura de Fixação	0,07	0,06
Quadro Elétrico	0,20	0,16
Material Elétrico+Mão-de-obra	0,40	0,32
Equipamentos Armazenamento	Custo (€/kWh)	Custo 2020 (€/kWh)
Baterias (Tipo AGM)	83,33	63,33

Para este cenário de simulação, os valores energéticos mantêm-se de acordo com a subsecção 5.2.1.2, visto que a simulação considera o mesmo cliente e as mesmas características técnicas do kit de autoconsumo.

No Anexo E são apresentados em detalhe os resultados da análise económica na Tabela E6 para anos tipicamente húmidos e na Tabela E7 para anos tipicamente secos, que servem de base para os resultados apresentados na Figura 39.

A Figura 39 apresenta a comparação dos indicadores económicos entre a situação atual (apresentada na subsecção 5.2.1.2) e a situação prevista para 2020. Os indicadores económicos refletem os valores para o período contratual de 15 anos, valores esses que se referem à entidade instaladora. Para o cliente os resultados económicos mantêm-se dos descritos na subsecção 5.2.1.2.

Através da análise da Figura 39 permite concluir que com a previsão disponível em diversos estudos, a performance deste modelo de negócio será ainda melhor. A nível do período de contrato, caso se verifique esta evolução dos custos, o período de contrato poderá ser de 10 anos e ainda permitir uma rentabilidade superior aos dados atuais.

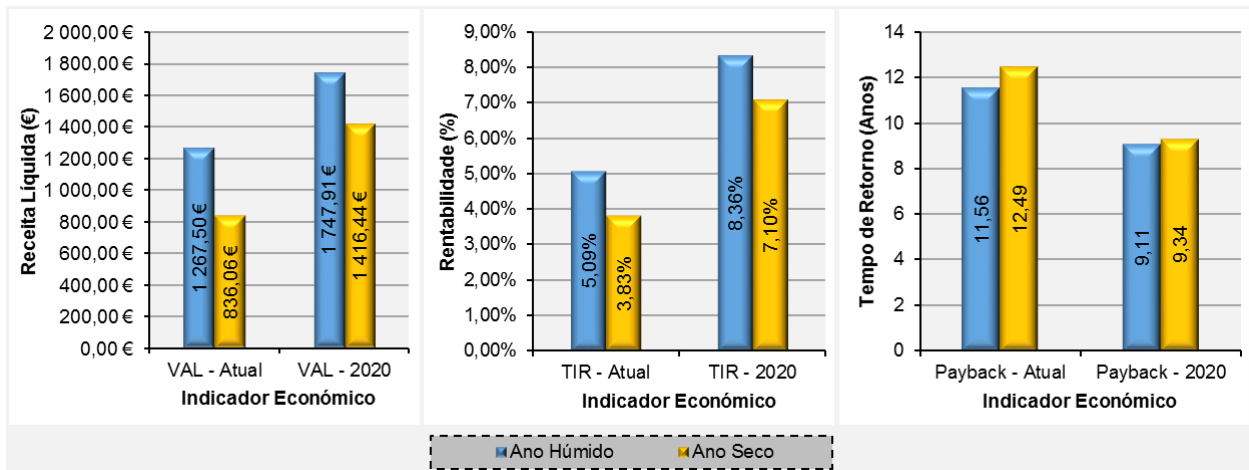


Figura 39 - Indicadores Económicos (Atual e para 2020) do Modelo de Negócio para a Entidade Instaladora.

### 5.2.2. Caso de Estudo 2 – Consumidor BTN de 6,9 kVA (Aquisição Kit)

Caso o Consumidor/cliente tenha possibilidades de adquirir os kits disponíveis no mercado, este terá outras vantagens e desvantagens associadas, como se pretende demonstrar com os resultados a seguir divulgados.

Para o mesmo caso de estudo apresentado na subsecção 5.2.1, isto é, considerando as mesmas características do sistema solar fotovoltaico e do sistema de armazenamento, a nível económico, o cliente teria os resultados mostrados em detalhe na Tabela F1, do Anexo F. Considera-se que a nível de custos dos equipamentos, o cliente terá um acréscimo em 30% em relação aos que a entidade instaladora teria, uma vez que existe mais intermediários para adquirir o produto, além de terem menor poder negocial.

A Figura 40 apresenta a evolução do *Cash-Flow* atualizado acumulado, baseado na Tabela F1, que permite verificar o *Payback*, caso o cliente adquira de imediato o kit de autoconsumo ao invés de estar no modelo de negócio apresentado anteriormente.

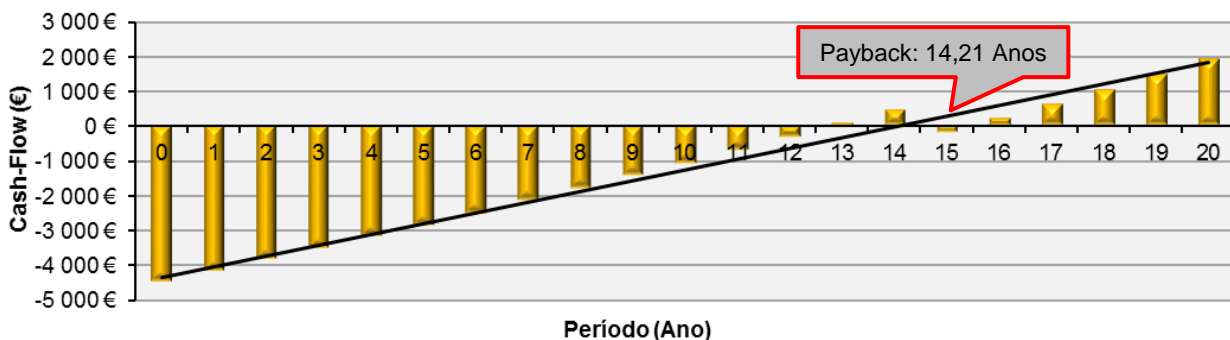


Figura 40 – Evolução do Cash Flow Atualizado Acumulado para os Primeiros 20 Ano com Instalação do Kit de Autoconsumo para o Cliente.

Os resultados obtidos têm em consideração a taxa de atualização e respetivas tarifas reguladas em regime transitório a clientes finais BTN baseadas nas publicadas pela ERSE para o ano de 2016 com um incremento anual de 2,5%. Em termos energéticos, para este caso de estudo os resultados mantêm-se de acordo com a Tabela E2, do Anexo E.

No que concerne aos indicadores económicos, estes são apresentados para o período de 20 anos (previsão de vida útil do sistema solar fotovoltaico) na Tabela 33.

**Tabela 33 – Indicadores Económicos Obtidos para o Cliente.**

Indicadores Económicos	
TIR	4,76 %
VAL	1 927,36 €
Payback	11,94 Anos

Na perspetiva do cliente seria mais vantajoso adquirir o kit, visto que ao fim de 20 anos o cliente teria uma poupança atualizada líquida de 1 927,36 €, enquanto no modelo de negócio não ia além de 789,11 €, também para 20 anos. No entanto, o modelo de negócio considerado teria um período contratual de 15 anos, o que corresponderia a uma poupança atualizada líquida de 587,40 €, ficando com o kit no fim desse período para seu uso.

Importa referir que o modelo de negócio é apresentado como uma alternativa aos clientes que têm interesse em instalar sistemas UPAC e, em simultâneo, conseguir uma poupança de imediato.

### **5.2.3. Caso de Estudo 3 – Consumidores BTN entre 3,45 e 13,8 kVA**

Os resultados apresentados em esta subsecção correspondem aos valores obtidos nos mesmos moldes do modelo de negócio ilustrado na subsecção 5.2.1. É considerado o mesmo período de contrato de 15 anos entre as partes interessadas.

Ao longo das tabelas identificadas a seguir, são mencionadas as principais características do modelo de negócio a ser implementado a consumidores BTN com diferentes potências contratadas, entre 3,45 kVA e 13,8 kVA, clientes mais comuns no setor doméstico. No entanto, as características do sistema solar fotovoltaico e baterias é modulado às especificidades do consumidor, sendo assim apresentadas ligeiras diferenças do modelo de negócio a aplicar a cada tipo de cliente.

Na Tabela 34 são apresentados os principais pressupostos de um consumidor BTN de 3,45 kVA cujos resultados são apresentados considerando os preços de energia do mercado para um ano tipicamente húmido e seco.

Os restantes pressupostos não mencionados são iguais aos da Tabela 27, ilustrada na subsecção 5.2.1.2. Para além dos pressupostos identificados, a Tabela 34 ilustra a solução ótima para o modelo de negócio para a entidade instaladora e a poupança que é permitida ao cliente.

**Tabela 34 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 3,45 kVA.**

Contrato de 15 Anos									
Ano Húmido				Ano Seco					
Dados de Cliente	Potência Contratada	3,45 kVA		Dados de Cliente	Potência Contratada	3,45 kVA			
	Consumo	2 700 kWh			Consumo	2 700 kWh			
Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,0 kWp		Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,0 kWp			
	Produção Média Anual	1463,8 kWh			Produção Média Anual	1463,8 kWh			
	Capacidade de Armazenamento	12 kWh			Capacidade de Armazenamento	12 kWh			
Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário	Resultados	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário		
	Empresa	Investimento	2 620 €		Empresa	Investimento	2 620 €		
		TIR	2,36 %			TIR	1,38 %		
		VAL	285,33 €			VAL	77,83 €		
		Payback	13,53 Anos			Payback	14,57 Anos		
	Cliente	Poupança (5%)	370,19 €		Cliente	Poupança (5%)	370,19 €		

Neste caso não está previsto nenhuma substituição das baterias, pois apenas prevê-se que façam 32,42 ciclos por ano. O dimensionamento da capacidade das baterias pretende evitar que não haja qualquer injeção na rede e que só haja necessidade de substituição destas unidades durante os 15 anos de contrato, se assim se justificar.

Dentro da mesma linha dos resultados dispostos na Tabela 34, a Tabela 35 apresenta os resultados obtidos para um consumidor BTN de 4,6 kVA.

**Tabela 35 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 4,6 kVA.**

Contrato de 15 Anos									
Ano Húmido				Ano Seco					
Dados de Cliente	Potência Contratada	4,6 kVA		Dados de Cliente	Potência Contratada	4,6 kVA			
	Consumo	3 300 kWh			Consumo	3 300 kWh			
Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,25 kWp		Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,25 kWp			
	Produção Média Anual	1834,6 kWh			Produção Média Anual	1834,6 kWh			
	Capacidade de Armazenamento	12 kWh			Capacidade de Armazenamento	12 kWh			
Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário	Resultados	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário		
	Empresa	Investimento	3 025 €		Empresa	Investimento	3 025 €		
		TIR	3,87 %			TIR	2,91 %		
		VAL	716,75 €			VAL	467,49 €		
		Payback	12,13 Anos			Payback	12,99 Anos		
	Cliente	Poupança (5%)	458,30 €		Cliente	Poupança (5%)	458,30 €		

Para este cliente não está previsto nenhuma substituição das baterias durante os 15 anos de contrato, visto prever-se que estas façam 42,22 ciclos por ano.

A Tabela 36 identifica os resultados obtidos para um consumidor BTN de 5,75 kVA.

**Tabela 36 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 5,75 kVA.**

Contrato de 15 Anos								
Ano Húmido				Ano Seco				
Dados de Cliente	Potência Contratada	5,75 kVA		Dados de Cliente	Potência Contratada	5,75 kVA		
	Consumo	3 900 kWh			Consumo	3 900 kWh		
Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,75 kWp		Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,75 kWp		
	Produção Média Anual	2568,5 kWh			Produção Média Anual	2568,5 kWh		
	Capacidade de Armazenamento	12 kWh			Capacidade de Armazenamento	12 kWh		
Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário	Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário	
	Empresa	Investimento	3 825 €		Empresa	Investimento	3 825 €	
		TIR	3,41 %			TIR	2,58 %	
		VAL	721,30 €			VAL	467,28 €	
		Payback	10,53 Anos			Payback	11,05 Anos	
	Cliente	Poupança (5%)	525,27 €		Cliente	Poupança (5%)	525,27 €	

Face ao consumo previsto para este cliente será necessária uma substituição das baterias, dado que se prevê que estas façam 77,54 ciclos por ano, o que leva à sua mudança ao fim de 10,32 anos.

Tal como já descrito na subsecção 5.2.1, a Tabela 37 exhibe os resultados obtidos para um consumidor BTN de 6,9 kVA.

**Tabela 37 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 6,9 kVA.**

Contrato de 15 Anos								
Ano Húmido				Ano Seco				
Dados de Cliente	Potência Contratada	6,9 kVA		Dados de Cliente	Potência Contratada	6,9 kVA		
	Consumo	4 200 kWh			Consumo	4 200 kWh		
Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,5 kWp		Resultados Técnicos	Potência Instalada	1,5 kWp		
	Produção Média Anual	2201,6 kWh			Produção Média Anual	2201,6 kWh		
	Capacidade de Armazenamento	12 kWh			Capacidade de Armazenamento	12 kWh		
Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário	Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário	
	Empresa	Investimento	3 825 €		Empresa	Investimento	3 825 €	
		TIR	4,62 %			TIR	3,50 %	
		VAL	1 021,91 €			VAL	690,44 €	
		Payback	11,56 Anos			Payback	12,49 Anos	
	Cliente	Poupança (5%)	587,40 €		Cliente	Poupança (5%)	525,27 €	

Perante o perfil de consumo previsto para este cliente não será precisa nenhuma substituição das baterias, uma vez que se prevê que estas apenas façam 45,34 ciclos por ano.

A Tabela 38 evidencia os resultados obtidos para um consumidor BTN de 10,35 kVA. Este tipo de consumidor apresenta um consumo médio anual considerável, embora pertença ao mesmo tipo de classe dos anteriores consumidores apresentados, classe C. Por tal facto, considerou-se uma poupança para o cliente de 10% face à sua fatura normal de energia elétrica.

**Tabela 38 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 10,35 kVA.**

Contrato de 15 Anos								
Ano Húmido				Ano Seco				
Dados de Cliente	Potência Contratada	10,35 kVA	Dados de Cliente	Potência Contratada	10,35 kVA			
	Consumo	6 300 kWh		Consumo	6 300 kWh			
Resultados Técnicos	Potência Instalada	2,75 kWp	Resultados Técnicos	Potência Instalada	2,75 kWp			
	Produção Média Anual	4036,2 kWh		Produção Média Anual	4036,2 kWh			
	Capacidade de Armazenamento	24 kWh		Capacidade de Armazenamento	24 kWh			
Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Resultados	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário		
	Empresa	Investimento		6 455 €	Empresa	Investimento	6 455 €	
		TIR		4,51 %		TIR	3,79 %	
		VAL		1 923,39 €		VAL	1 512,05 €	
	Cliente	Payback		11,56 Anos	Cliente	Payback	12,15 Anos	
		Poupança (10%)		1 674,72 €		Poupança (10%)	1 674,72 €	

Para este cliente não se prevê nenhuma substituição das baterias, já que devem apenas fazer 49,84 ciclos por ano.

A Tabela 39 expõe os resultados obtidos para um consumidor BTN de 13,8 kVA. Este tipo de consumidor apresenta um consumo médio anual superior aos antecedentes, pertencendo já ao tipo de classe B, ao contrário dos anteriores consumidores apresentados. Do mesmo modo, para o consumidor BTN de 6,9 kVA, também se considerou uma poupança de 10% para o consumidor/cliente.

**Tabela 39 – Características do Modelo de Negócio para um Consumidor BTN de 13,8 kVA.**

Contrato de 15 Anos								
Ano Húmido				Ano Seco				
Dados de Cliente	Potência Contratada	13,8 kVA	Dados de Cliente	Potência Contratada	13,8 kVA			
	Consumo	9 500 kWh		Consumo	9 500 kWh			
Resultados Técnicos	Potência Instalada	3,5 kWp	Resultados Técnicos	Potência Instalada	3,5 kWp			
	Produção Média Anual	5137,0 kWh		Produção Média Anual	5137,0 kWh			
	Capacidade de Armazenamento	24 kWh		Capacidade de Armazenamento	24 kWh			
Resultados Económicos	Tarifário	Ciclo Horário	Resultados	Tarifário	Ciclo Horário	Diário Bi-horário		
	Empresa	Investimento		7 670 €	Empresa	Investimento	7 670 €	
		TIR		5,41 %		TIR	4,37 %	
		VAL		2 873,97 €		VAL	2 153,74 €	
	Cliente	Payback		10,91 Anos	Cliente	Payback	11,71 Anos	
		Poupança (10%)		2 451,17 €		Poupança (10%)	2 451,17 €	

Para este cliente não se prevê nenhuma substituição das baterias, visto que devem apenas fazer 44,89 ciclos por ano.

### 5.2.4. Conclusões

Esta subsecção apresenta as principais conclusões do caso de estudo relacionado com o modelo de negócio que se pretende avaliar. Perante os resultados apresentados nas subsecções anteriores pode-se concluir que o modelo de negócio pode ser uma alternativa aos clientes que estão interessados em colocar um sistema solar fotovoltaico, mas que não têm condições económicas para o fazer. Assim, ao praticar este modelo de negócio são desenvolvidas diversas vantagens quer para a entidade instaladora, a nível económico, quer para o cliente, a nível económico e de conforto. Naturalmente, para cada tipo de cliente o modelo de negócio apresenta distintas performances.

Para os consumidores com potências contratadas mais baixas (entre 3,45 kVA e 6,9 kVA), estabeleceu-se uma poupança mensal de 5% comparativamente com a sua futura normal de energia elétrica, enquanto que para os consumidores com potências contratadas mais altas (10,35 kVA e 13,8 kVA), definiu-se uma poupança mensal de 10%. Assim, o modelo de negócio consegue ser viável para a entidade instaladora, e sem que o consumidor tenha qualquer investimento, conseguindo este, desde logo, ter uma poupança significativa na sua fatura de energia elétrica. Contudo, é necessário definir-se um período contratual de 15 anos, para que este modelo seja rentável.

A Figura 41 apresenta os indicadores económicos ao fim de 15 anos, VAL e TIR, para cada tipo de consumidor BTN considerados no caso de estudo, de forma a comparar a rentabilidade do modelo de negócio em cada consumidor, considerando os anos húmidos ou secos.

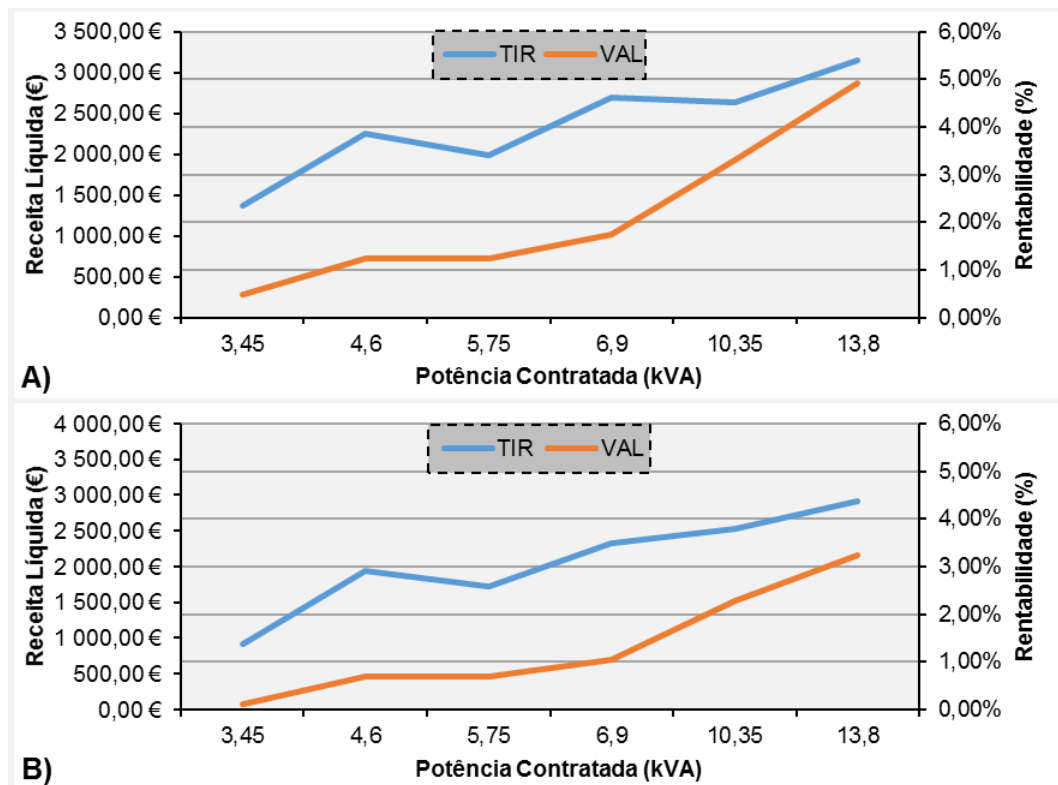


Figura 41 – Indicadores Económicos para Cada Tipo de Consumidor BTN: A) Ano Húmido; B) Ano Seco.

Também se pode concluir que caso o cliente doméstico pretenda adquirir um kit de autoconsumo com armazenamento, sem estar fidelizado a qualquer entidade, este pode ser economicamente

interessante. No entanto, com o modelo de negócio o cliente sabe que a sua fatura terá sempre o mesmo valor mensal, e caso o kit de autoconsumo tenha algum problema será a entidade instaladora a responsável por solucionar o problema devido à fidelização contratual.

Um dos aspetos que ainda condiciona uma melhor performance no investimento neste tipo de equipamentos, continua a ser o sistema de armazenamento. Com a evolução desta tecnologia, o modelo de negócio apresentado pode ser ainda mais rentável.

## Capítulo 6

# Conclusões e Trabalho Futuro

---



## 6. Conclusões e Trabalho Futuro

### 6.1. Principais Conclusões e Contribuições

Os regimes de produção descentralizada de energia elétrica sofreram grandes alterações no âmbito da legislação em Portugal, pois até 2014 apenas era permitido a produção de energia elétrica para venda à rede. Desde então, é consentido a instalação de sistemas para autoconsumo. Um dos sistemas de produção de energia elétrica com maiores potencialidades para serem aplicados em autoconsumo é o sistema solar fotovoltaico, que apresenta características que facilita a instalação quer no setor doméstico quer no setor industrial.

Este trabalho foca-se no desenvolvimento e implementação de um modelo de negócio que pode ser implementado por entidades instaladoras de sistemas solares fotovoltaicos, permitindo ser uma alternativa aos modelos de negócios da área tradicionais. O modelo possibilita vantagens quer para as entidades instaladoras, com a possibilidade de desenvolver os seus negócios, quer para o consumidor através da redução do custo da fatura de energia elétrica e diminuição da exposição à rede elétrica.

O modelo de negócio apresentado tem a particularidade de apenas ser atrativo para as entidades instaladoras de sistemas solares fotovoltaicos com capacidade de adquirir energia elétrica em regime de mercado liberalizado. Assim, este modelo considera os mais variados tipos de custos associados à comercialização de energia elétrica, nomeadamente, custos referentes à aquisição da energia no mercado de energia elétrica, custos do gestor do sistema, custos das tarifas de acesso às redes e custos de perdas que existem no sistema. Também considera as características e custos dos equipamentos que constituem o sistema de autoconsumo, que deve ser acompanhado de sistemas de armazenamento (baterias) essenciais para a performance do modelo de negócio.

Inicialmente, desenvolveu-se uma profunda pesquisa que possibilitou conhecer a legislação portuguesa na área da produção descentralizada de energia elétrica, bem como a estrutura do sistema elétrico nacional. Outro aspeto importante foi também a pesquisa sobre diversos modelos de negócios inovadores que são implementados em países que são a vanguarda na exploração de sistemas de autoconsumo. Apesar da atual legislação portuguesa facilitar a implementação de sistemas de autoconsumo, conclui-se que ainda continua a existir reservas na sua exploração, uma vez que em termos económicos continua a ser completamente incompatível para a maioria dos consumidores. Tal facto, leva a que muitas entidades da área da instalação de sistemas para autoconsumo se desdobrem em desenvolver diversos modelos de negócios que possam incentivar a respetiva adesão.

Deste modo, e após o estudo de diversos modelos de negócios, desenvolveu-se um modelo de negócio direcionado para o setor doméstico que permite ao consumidor/cliente usufruir de um sistema solar fotovoltaico com armazenamento, sem ter quaisquer custos de investimento ou manutenção, podendo também consumir a energia elétrica proveniente da rede elétrica em que o valor a pagar mensalmente permite uma poupança imediata. Isto deve-se ao facto de o cliente comprometer-se contratualmente com a entidade instaladora onde é definido um valor fixo mensal que este deve pagar à entidade instaladora, que é inferior ao valor pago atualmente na sua fatura de energia elétrica, servindo de pagamento de todo sistema de autoconsumo e da energia consumida a partir da rede elétrica.

Neste modelo de negócio é da responsabilidade da entidade instaladora toda a gestão e manutenção do sistema de autoconsumo, daí ser necessário definir o valor mensal que esta deve ser ressarcida, permitindo que o modelo lhe seja viável e ao mesmo tempo possibilite poupança ao cliente.

Para definir as características do modelo de negócio é necessário desenvolver um estudo faseado para alcançar a solução ótima a instituir.

A primeira fase diz respeito à determinação do ciclo tarifário e opção horária a que deve estar contratualizado o cliente BTN em mercado liberalizado, que seja mais favorável. Esta análise recai sobretudo nas tarifas de acesso às redes, visto que têm um peso importante no valor final do preço de energia elétrica e o valor destas é fortemente condicionado tanto pelo ciclo tarifário como pela opção horária em vigor.

A segunda fase corresponde ao dimensionamento do sistema de autoconsumo, essencialmente, com a determinação da potência a instalar do sistema solar fotovoltaico em que fatores como o perfil de consumo e de localização são determinantes na sua definição.

A terceira e última fase está profundamente interligada com a segunda fase, uma vez que corresponde à determinação do valor mensal fixo a ser pago pelo consumidor à entidade instaladora. A determinação deste valor mensal e do dimensionamento do sistema de autoconsumo tem por base três indicadores económicos: *Payback*, VAL e TIR. De referir, que para definir o valor mensal a ser pago pelo cliente deve ter-se em consideração o valor atual da sua fatura de energia elétrica de modo a proporcionar uma poupança ao cliente.

O modelo de negócio apresenta resultados interessantes no que se refere à sua viabilidade, pois permite que uma entidade instaladora possa oferecer um novo e atrativo produto/serviço para a aplicação de sistemas de autoconsumo no setor doméstico. Para ser viável este modelo existe um senão que passa por ter de ser definido o período contratual de 15 anos, que pode ser considerado demasiado extenso por alguns consumidores.

O caso de estudo desenvolvido apresentado possibilita visualizar detalhadamente a determinação deste novo modelo de negócio para consumidores BTN do setor doméstico, onde é demonstrado a sua aplicabilidade e respetivas vantagens.

O modelo proposto foi desenvolvido com base na ferramenta computacional *Microsoft Excel*. Embora sejam consideradas uma grande panóplia de variáveis, o que torna complexo o desenvolvimento do modelo, esta ferramenta permite determinar o modelo para que possa ser praticado por uma entidade instaladora no mercado português.

Todo este trabalho permitiu colocar em prática conhecimentos, que foram debatidos anteriormente nas unidades curriculares do curso e adquirir conhecimentos extras relacionados com o assunto estudado. Também permitiu explorar a possibilidade de utilizar a ferramenta *Microsoft Excel* para algo concreto e aplicável, e não só para trabalhos académicos, possibilitando desenvolver um produto que pode ser introduzido no nosso mercado.

## 6.2. Perspetivas para um Trabalho Futuro

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho surgiram várias ideias com elevado potencial para evoluir o trabalho apresentado. Assim, num futuro próximo sugere-se que sejam incluídos alguns dos aspetos designados a seguir:

- Dentro do mesmo modelo de negócio desenvolvido, deve-se considerar a possibilidade de adquirir energia elétrica em períodos noturnos (preço baixo) para armazená-la e, posteriormente, consumi-la em períodos em que o custo da energia elétrica seja elevado;
- Desenvolver o mesmo modelo de negócio, mas considerar outras tecnologias de armazenamento de energia elétrica, que se prevê que dentro de poucos anos sejam uma mais valia neste setor, em particular as baterias de Iões de Lítio;
- Implementar programas *Demand Response*, nomeadamente, através de *management demand side*, com o intuito de desenvolver comportamentos nos consumidores que possibilitem uma maior poupança no custo final, e assim, melhorar a performance do modelo desenvolvido;
- Adaptação do modelo de negócio aos consumidores domésticos com a inclusão dos veículos elétricos no perfil de consumo;
- Introdução e consideração dos consumidores com produção descentralizada que possam produzir e vender a sua energia a consumidores vizinhos através de contratos bilaterais, gerando uma alternativa à obrigação atual de autoconsumir ou de vender à rede a um preço estabelecido por lei.



## Referências

---



## Referências

- [Adene-2016] Adene – Agência para a Energia, “Planos e programas – PNAER”. Disponível em: <http://www.adene.pt/programa/pnaer-2020-plano-nacional-de-acao-para-energias>, maio de 2016.
- [Agora-2015] Agora Energiewende, “Current and Future Cost of Photovoltaics”, fevereiro 2015. Disponível em: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf), junho de 2016.
- [APA-2015] APA – Agência Portuguesa do Ambiente, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030”, maio de 2015.
- [Azevedo-2013] M. Azevedo, M.B. Faria Cruz, “A Evolução do Défice Tarifário em Portugal”, Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), Revista Técnico-Científica Neutro à Terra, nº 11, pag. 15-21, junho de 2013.
- [Cambio Energetico-2016] Cambio Energetico, “Autoconsumo Fotovoltaico”. Disponível em: <http://www.cambioenergetico.com/blog/autoconsumo-fotovoltaico>, maio de 2016.
- [CE-2014] CE - Comissão Europeia, “Comunicação da Comissão ao parlamento europeu, ao conselho, ao comité económico e social europeu e ao comité das regiões: Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030”, Bruxelas, 22 de janeiro de 2014.
- [Chen-2009] H. Chen, T.N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review”, Progress in Natural Science, 19(3): 291–312, 2009.
- [Costa-2014] Sara Daniela Magalhães Costa, “Simulação de modelos de remuneração e estudo de mercado para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo”, Tese de Mestrado. Porto: Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia do Porto, 2014.
- [DECO-2016] DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, “3º leilão de Energia da DECO”, março de 2016.
- [DGEG-2013] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia, “Balanço Energético - Sintético”, 2013.
- [DGEG-2016] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia, “Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética – PNAEE”. Disponível em: <http://www.dgeg.pt/>, maio de 2016.
- [DGEG-2016b] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia, “Registo de Unidades de Produção (SERUP)”. Disponível em: <http://www.dgeg.pt/>, maio de 2016.

- [Diretiva-2015] Diretiva nº 16/2015, “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016”. Diário da República, IIª Série, n.º 251, pág. 37616- 37680, 24 de dezembro de 2015.
- [DL-2006] Decreto-Lei nº29/2006. Diário da República, Iª Série A, nº33, pág. 1189-1203, 15 de fevereiro de 2006.
- [DL-2011] Decreto-lei nº 34/2011. Diário da República, Iª Série, nº 47, pág. 1316-1325, 8 de março de 2011.
- [DL-2013] Decreto-Lei nº 25/2013. Diário da República, Iª Série, nº 35, pág. 1037-1058, 19 de fevereiro de 2013.
- [DL-2014] Decreto-Lei nº153/2014. Diário da República, Iª Série, nº202, pág. 5298-5311, 20 de outubro de 2014.
- [DZ4-2016] DZ-4 Moderne Energie, “Solarstrom Einfach Mieten”. Disponível em: <https://www.dz-4.de/strom/solarstrom-mieten/>, fevereiro de 2016
- [EDP-2011] EDP Distribuição – Grupo EDP, “Relatório da Qualidade de Serviço 2010”, maio de 2011.
- [EDP-2012] EDP Distribuição – Grupo EDP, “Relatório da Qualidade de Serviço 2011”, maio de 2012.
- [EDP-2013] EDP Distribuição – Grupo EDP, “Relatório da Qualidade de Serviço 2012”, maio de 2013.
- [EDP-2014] EDP Distribuição – Grupo EDP, “Relatório da Qualidade de Serviço 2013”, março de 2014.
- [EDP-2015] EDP Distribuição – Grupo EDP, “Relatório da Qualidade de Serviço 2014”, 2015.
- [Ellabban-2014] O. Ellabban, H. Abu-Rub, F. Blaabjerg, "Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.39, pp.748-764, Nov.2014.
- [EnergiaSimples – 2016] Energia Simples, marca da empresa PH Energia, Lda para a comercialização de energia elétrica no mercado liberalizado. Disponível em: <http://www.energiasimples.pt/index.php>, fevereiro de 2016.
- [ERSE-2010] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de Operação das Redes”, dezembro de 2010.
- [ERSE-2014] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento Tarifário do Setor Elétrico”, dezembro 2014.
- [ERSE-2015a] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2016”, dezembro de 2015.
- [ERSE-2015b] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”, dezembro de 2015.

- [ERSE-2015c] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perfis de perdas em 2016 para clientes ligados em MAT, e para as redes de BT, MT, AT, e rede de transporte a montante (AT/RT)”, 2015.
- [ERSE-2015d] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas de Acesso às Redes”, dezembro de 2015.
- [ERSE-2015e] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2016”, dezembro de 2015.
- [ERSE-2016a] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Como são calculadas as tarifas de eletricidade”. Disponível em: <http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosabermais/comosaocalculadasastarifasdeelectricidade/paginas/default.aspx>, março de 2016.
- [ERSE-2016b] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Produção”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/producao/Paginas/default.aspx>, março de 2016.
- [ERSE-2016c] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Comercialização”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/comercializacao/Paginas/default.aspx>, abril de 2016.
- [ERSE-2016d] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Liberalização do Setor”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaoosector/Paginas/default.aspx>, maio de 2016.
- [ERSE-2016e] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Resumo Informativo Mercado Liberalizado Eletricidade”, janeiro de 2016.
- [ERSE-2016f] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Comercializadores para Clientes domésticos”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadores/Paginas/Clientesnaodomicos.aspx>, abril de 2016.
- [ERSE-2016g] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Comercializadores para Grandes consumidores, Industriais e Pequenos negócios”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadores/Paginas/TesteComercializadores.aspx>, abril de 2016.
- [ERSE-2016h] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perfis de perdas, perfis de consumo e de autoconsumo, e perfis de produção”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Paginas/PerfishorariosdeperdasedeconsumoemBTEBTNeIP.aspx?master=ErsePrint.master>, fevereiro de 2016.

- [ETP SmartGrids-2006] ETP SmartGrids – European Technology Platform SmartGrids, “Vision and strategy for europe’s electricity networks of the future”, European Commission, 2006.
- [Eurostat-2015] Eurostat, “Share of renewables in energy consumption up to 15% in the EU in 2013”, 10 de março de 2015.
- [FERC-2014] FERC - Federal Energy Regulatory Commission, “Staff Report, assessment of demand response and advanced metering”, Dec 2014.
- [GMLUX-2016] GMLUX Eletricidade, Lda. Entidade certificada para instalação de energias renováveis, verificação disponível em: <http://www.renovaveisnagora.pt/web/srm/consultaentidades>, junho de 2016.
- [GovernoPortugal-2014] Governo de Portugal – Coordenação Nacional da Estratégia Europa 2020, “Anexos: Estratégia Europa 2020: Ponto de Situação das Metas em Portugal”, Europa 2020: Portugal - Linhas de orientação para o Programa Nacional de Reformas 2020, abril de 2014.
- [Ibrahim-2013] H. Ibrahim, A. Ilinca, “Techno-economic analysis of different energy storage technologies”, INTECH, 2013.
- [IEC-2016] IEC – International Electrotechnical Commission, “Electrical energy storage”, 2011. Disponível em: <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>, maio de 2016.
- [Ikaros-Hemera-2016] Ikaros-Hemera, “Quais as 7 vantagens”. Disponível em: <http://www.autoconsumo.com.pt/vantagens/>, junho de 2016.
- [ISAenergy-2016] ISAenergy, “Benefícios do Autoconsumo Fotovoltaico”. Disponível em: <http://blog.isaenergy.pt/2015/10/08/beneficios-do-autoconsumo-fotovoltaico/>, junho de 2016.
- [Lazard-2015] Lazard, “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis – Version 1.0”, novembro de 2015. Disponível em: <https://www.lazard.com/media/2391/lazards-levelized-cost-of-storage-analysis-10.pdf>, junho de 2016.
- [Martifer-2016] Martifer Solar – Mprime. Disponível em: <http://www.martifersolar.com/pt/>, fevereiro de 2016.
- [Master-2016] Mastes Battery – U-power, “UP Series-Solar AGM”. Disponível em: <http://masterbattery.es/upload/especificaciones/UP-TFS250-12.pdf>, fevereiro de 2016.
- [OMIE-2016] OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia, “Resultados do Mercado”. Disponível em: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>, maio de 2016.
- [OMIP-2015] OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), “Regulamentação da Negociação”, abril de 2015.

- [OMIP-2016] OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), “MIBEL”. Disponível em: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/De-fault.aspx>, abril de 2016.
- [Phuangpornpitak-2013] N. Phuangpornpitak, S. Tia, "Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System", Energy Procedia, vol.34, pp.282-290, 2013.
- [Portaria-2012] Portaria nº332/2012. Diário da República, 1ª Série, n.º 204, pág. 5949-5952, 22 de outubro de 2012.
- [Portaria-2015a] Portaria nº 14/2015. Diário da República, 1ª Série, nº 16, pág. 524-531, 23 de janeiro de 2015.
- [Portaria-2015b] Portaria nº15/2015. Diário da República, 1ª Série, nº 16, pág. 531-532, 23 de janeiro de 2015.
- [PVGIS-2016] PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System, “Interactive access to solar resource and photovoltaic potential:”. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, fevereiro de 2016.
- [REN-2011] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de dezembro de 2010”, março de 2011.
- [REN-2012] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de dezembro de 2011”, março de 2012.
- [REN-2013] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede – Situação a 31 de dezembro de 2012”, março de 2013.
- [REN-2014] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede – Situação a 31 de dezembro de 2013”, março de 2014.
- [REN-2015a] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede – Situação a 31 de dezembro de 2014”, março de 2015.
- [REN-2015b] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Mercado Eletricidade - Síntese Anual 2010-2014”, janeiro de 2015.
- [REN-2016a] REN – Redes Energéticas Nacionais, “Eletricidade Centro de Informação (Estatística Mensal – SEN)”. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>, abril de 2016.

- [REN-2016b] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede – Situação a 31 de dezembro de 2015”, março de 2016.
- [REN-2016c] REN – Rede Energéticas Nacionais, “O Setor Elétrico – Mercados e Comercialização”. Disponível em: [http://www.ren.pt/pt-PT/o\\_que\\_fazemos/-eletricidade/o\\_setor\\_eletrico/#3](http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/-eletricidade/o_setor_eletrico/#3), maio de 2016.
- [REN-2016d] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Mercado Eletricidade - Síntese Anual 2012 Jan-Mar 2016”, abril de 2016.
- [REN-2016e] REN – Rede Energéticas Nacionais, “Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha”. Disponível em: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>, fevereiro de 2016.
- [Santos-2012] V. Santos, “A Regulação do Setor Energético”, ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2012.
- [Saraiva-2002] J.P.T. Saraiva, J.P. Silva, M.P. Leão, “Mercados de Eletricidade – Regulação e Tarifação de Uso de Redes”, Feup Edições, 2002.
- [SEIA-2012] SEIA – Solar Energy Industries Association, “Solar Power Purchase Agreements (PPAs)”, 20 de dezembro de 2012. Disponível em: <http://www.seia.org/research-resources/solar-power-purchase-agreements>, junho de 2016.
- [SolarCity-2016] SolarCity, “How much does a solar power system cost?”. Disponível em: <http://www.solarcity.com/residential/how-much-do-solar-panels-cost>, fevereiro de 2016.
- [Tan-2013] X. Tan, Q. Li, H. Wang, “Advances and trends of energy storage technology in microgrid”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 44(1):179–191, 2013.
- [Vardakas-2015] J.S. Vardakas, N. Zorba, C.V. Verikoukis, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms", in Communications Surveys & Tutorials, IEEE, vol.17, no.1, pp.152-178, Firstquarter 2015.
- [Voltronic-2016a] Voltronic Power, “Axpert MKS Plus 2KVA/3KVA Inverter”. Disponível em: [http://www.voltronicpower.com/oCart2/index.php?route=product/product&product\\_id=133](http://www.voltronicpower.com/oCart2/index.php?route=product/product&product_id=133), fevereiro de 2016.
- [Voltronic-2016b] Voltronic Power, “Axpert MKS Plus 2KVA/3KVA Inverter”. Disponível em: [http://www.voltronicpower.com/oCart2/index.php?route=product/product&product\\_id=132](http://www.voltronicpower.com/oCart2/index.php?route=product/product&product_id=132), fevereiro de 2016.

# Anexos

---



## Anexo A

# Tarifas de Acesso às Redes em 2016

---



A Tabela A1 mostra as tarifas de acesso às redes em MAT, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016.

**Tabela A1 – Tarifas de Acesso às Redes em MAT, em 2016 [ERSE-2015d].**

Tarifas de Acesso às Redes em MAT		Preços	
Potência		(€/kW.mês)	(€/kW.dia)
Horas de Ponta		1,295	0,0425
Contrata		0,596	0,0195
Energia Ativa		(€/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de Ponta	0,0281	
	Horas Cheias	0,0244	
	Horas de Vazio Normal	0,0170	
	Horas de Super Vazio	0,0169	
Períodos II, III	Horas de Ponta	0,0281	
	Horas Cheias	0,0244	
	Horas de Vazio Normal	0,0170	
	Horas de Super Vazio	0,0169	
Energia Reativa		(€/kVArh)	
Fornecida		0,0255	
Recebida		0,0191	

A Tabela A2 mostra as tarifas de acesso às redes em AT, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016.

**Tabela A2 – Tarifas de Acesso às Redes em AT, em 2016 [ERSE-2015d].**

Tarifas de Acesso às Redes em AT		Preços	
Potência		(€/kW.mês)	(€/kW.dia)
Horas de Ponta		3,532	0,1158
Contrata		0,509	0,0167
Energia Ativa		(€/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de Ponta	0,0330	
	Horas Cheias	0,0285	
	Horas de Vazio Normal	0,0188	
	Horas de Super Vazio	0,0184	
Períodos II, III	Horas de Ponta	0,0328	
	Horas Cheias	0,0285	
	Horas de Vazio Normal	0,0188	
	Horas de Super Vazio	0,0186	
Energia Reativa		(€/kVArh)	
Fornecida		0,0255	
Recebida		0,0191	

A Tabela A3 mostra as tarifas de acesso às redes em MT, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016.

**Tabela A3 – Tarifas de Acesso às Redes em MT, em 2016 [ERSE-2015d].**

Tarifas de Acesso às Redes em MT		Preços	
Potência		(€/kW.mês)	(€/kW.dia)
Horas de Ponta		6,902	0,2263
Contrata		0,977	0,0320
Energia Ativa		(€/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de Ponta	0,0473	
	Horas Cheias	0,0409	
	Horas de Vazio Normal	0,0225	
	Horas de Super Vazio	0,0217	
Períodos II, III	Horas de Ponta	0,0470	
	Horas Cheias	0,0406	
	Horas de Vazio Normal	0,0224	
	Horas de Super Vazio	0,0219	
Energia Reativa		(€/kVArh)	
Fornecida		0,0277	
Recebida		0,0208	

A Tabela A4 mostra as tarifas de acesso às redes em BTE, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016.

**Tabela A4 – Tarifas de Acesso às Redes em BTE, em 2016 [ERSE-2015d].**

Tarifas de Acesso às Redes em BTE		Preços	
Potência		(€/kW.mês)	(€/kW.dia)
Horas de Ponta		17,728	0,5812
Contrata		1,172	0,0384
Energia Ativa		(€/kWh)	
Horas de Ponta		0,0663	
Horas Cheias		0,0573	
Horas de Vazio Normal		0,0298	
Horas de Super Vazio		0,0273	
Energia Reativa		(€/kVArh)	
Fornecida		0,0277	
Recebida		0,0208	

A Tabela A5 mostra as tarifas de acesso às redes em BTN cuja potência contratada seja superior a 20,7 kVA, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016.

**Tabela A5 – Tarifas de Acesso às Redes em BTN para Potência Contratada Superior a 20,7 kVA, em 2016 [ERSE-2015d].**

Tarifas de Acesso às Redes em BTN (>20,7 kVA)		Preços	
Potência		(€/mês)	(€/dia)
	27,6	32,35	1,0606
	34,5	40,43	1,3257
	41,4	48,52	1,5908
Energia Ativa		(€/kWh)	
	Horas de Ponta	0,2238	
	Horas Cheias	0,0736	
	Horas de Vazio	0,0183	

A Tabela A6 mostra as tarifas de acesso às redes em BTN cuja potência contratada seja igual ou inferior a 20,7 kVA, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016. Os dados mencionados na Tabela A6 são utilizados nos casos de estudo apresentado na secção 5.

**Tabela A6 – Tarifas de Acesso às Redes em BTN para Potência Contratada Igual ou Inferior a 20,7 kVA, em 2016 [ERSE-2015d].**

Tarifas de Acesso às Redes em BTN (<=20,7 kVA)			Preços	
Potência			(€/mês)	(€/dia)
	1,15		1,35	0,0442
	2,3		2,70	0,0884
	3,45		4,04	0,1326
	4,6		5,39	0,1768
	5,75		6,74	0,2210
	6,9		8,09	0,2651
	10,35		12,13	0,3977
	13,8		16,17	0,5303
	17,25		20,22	0,6629
	20,7		24,26	0,7954
Energia Ativa			(€/kWh)	
	Tarifa Simples		0,0976	
	Tarifa Bi-horária	Horas Fora de Vazio	0,1339	
		Horas de Vazio	0,0403	
	Tarifa Tri-horária	Hora Ponta	0,2525	
		Hora Cheia	0,0989	
		Hora Vazio	0,0403	

A Tabela A7 mostra as tarifas de acesso às redes em BTN com clientes com tarifa social atribuída cuja potência contratada seja igual ou inferior a 6,9 kVA, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016.

**Tabela A7 – Tarifas de Acesso às Redes em BTN Social para Potência Contrada igual ou inferior a 6,9 kVA, em 2016 [ERSE-2015d].**

Tarifas de Acesso às Redes em BTN Social (<=6,9 kVA)		Preços	
Potência		(€/mês)	(€/dia)
	1,15	0,00	0,0000
	2,3	0,00	0,0000
	3,45	0,00	0,0000
	4,6	0,00	0,0000
	5,75	0,00	0,0000
	6,9	0,00	0,0000
Energia Ativa		(€/kWh)	
	Tarifa Simples	0,0976	
	Tarifa Bi-horária	Horas Fora de Vazio	0,1339
		Horas de Vazio	0,0403
	Tarifa Tri-horária	Hora Ponta	0,2525
		Hora Cheia	0,0989
		Hora Vazio	0,0403

## Anexo B

# Percentagem de FER no Consumo Final de Energia Elétrica

---



A Tabela B1 mostra a percentagem de FER no consumo final de energia elétrica para os diversos países pertencentes à UE e identificação das metas globais previstas para a UE.

**Tabela B1 – Percentagem de FER no Consumo Final de Energia Elétrica (%) [Eurostat-2015].**

	2004	2010	2011	2012	2013	Meta 2020
Alemanha	5,8	10,4	11,4	12,1	12,4	18,0
Austria	22,7	30,8	30,9	32,1	32,6	34,0
Bélgica	1,9	5,7	6,1	7,4	7,9	13,0
Bulgária	9,5	14,1	14,3	16,0	19,0	16,0
Chipre	3,1	6,0	6,0	6,8	8,1	13,0
Croácia	13,2	14,3	15,4	16,8	18,0	20,0
Dinamarca	14,5	22,0	23,4	25,6	27,2	30,0
Eslováquia	5,7	9,0	10,3	10,4	9,8	14,0
Eslovénia	16,1	19,3	19,4	20,2	21,5	25,0
Espanha	8,3	13,8	13,2	14,3	15,4	20,0
Estónia	18,4	24,6	25,5	25,8	25,6	25,0
Finlândia	29,2	32,5	32,9	34,5	36,8	38,0
França	9,4	12,8	11,2	13,6	14,2	23,0
Grécia	6,9	9,8	10,9	13,4	15,0	18,0
Holanda	1,9	3,7	4,3	4,5	4,5	14,0
Hungria	4,4	8,6	9,1	9,5	9,8	13,0
Irlanda	2,4	5,6	6,6	7,3	7,8	16,0
Itália	5,6	10,5	12,1	15,4	16,7	17,0
Letónia	32,8	30,4	33,5	35,8	37,1	40,0
Lituânia	17,2	19,8	20,2	21,7	23,0	23,0
Luxemburgo	0,9	2,9	2,9	3,1	3,6	11,0
Malta	0,1	1,0	1,4	2,7	3,8	10,0
Noruega	58,1	61,2	64,7	65,9	65,5	67,5
Polónia	6,9	9,2	10,3	10,9	11,3	15,0
Portugal	19,2	24,2	24,7	25,0	25,7	31,0
Reino Unido	1,2	3,3	3,8	4,2	5,1	15,0
República Checa	5,9	9,5	9,5	11,4	12,4	13,0
Roménia	17,0	23,4	21,4	22,8	23,9	24,0
Suécia	38,7	47,2	48,9	51,1	52,1	49,0
<b>UE*</b>	<b>8,3</b>	<b>12,5</b>	<b>12,9</b>	<b>14,3</b>	<b>15,0</b>	<b>20,0</b>

\*Metas da União Europeia (EU) para os respetivos anos.



## Anexo C

# Kits de Solares Fotovoltaicos com Armazenamento

---



A Figura C1 ilustra as quantidades e tipos de equipamentos que constituem o kit de 1,5 kW que é comercializado pela *Martifer Solar*, que serve de base ao caso de estudo.

Photovoltaic Modules	Qt	Un
Mprime G series GENIUS 250	6	Un
Inverters/Chargers	Qt	Un
Axpert MKS MPPT 3000-48 Plus	1	Un
PV Electrical Installation	Qt	Un
PV Solar Cable 6mm <sup>2</sup>	100	m
Weidmuller PV DC 2IN SPD TYCO MPRIME	1	Un
Connector MC4 male	5	Un
Connector MC4 Female	5	Un
PV fixating structure	Qt	Un
PV Structure Standard	6	Un
Charging Station	Qt	Un
UP-FTS250	4	Un
Cable RV-K 1X16	2	m
PHS Battery main Switch BMS 60A16	1	Un

**Figura C1 – Quantidades e Tipos de Equipamentos que Constituem o Kit de 1,5 kW [Martifer-2016].**

A Figura C2 identifica as quantidades e tipos de equipamentos que constituem o kit de 3 kW que é comercializado pela *Martifer Solar*, que serve de base ao caso de estudo.

Photovoltaic Modules	Qt	Un
Mprime G series GENIUS 250	12	Un
Inverters/Chargers	Qt	Un
Axpert MKS MPPT 5000-48	1	Un
PV Electrical Installation	Qt	Un
PV Solar Cable 6mm <sup>2</sup>	150	m
Quadro 3DCINSPV1OUT	1	Un
Connector MC4 male	5	Un
Connector MC4 Female	5	Un
PV fixating structure	Qt	Un
PV Structure Standard	12	Un
Charging Station	Qt	Un
UP-FTS250	8	Un
Cable RV-K 1X16	2	m
PHS Battery main Switch BMS 60A16	1	Un

**Figura C2 – Quantidades e Tipos de Equipamentos que Constituem o Kit de 3 kW [Martifer-2016].**

As características dos principais equipamentos que constituem os kits mencionados nas Figura C1 e Figura C2.

A Figura C3 apresenta as características genéricas dos módulos solares fotovoltaicos que constituem os kits mencionados anteriormente.

## G Series GENIUS 4BB

250 / 255 / 260 / 265



### MODULE STRENGTHS

-  Excellent low light performance
-  Positive power tolerance 0~+5 Watts
-  Suitable under extreme mechanical loading pressure of 5400 Pa
-  100% EL Double Inspection
-  Resistant to ammonia corrosion
-  Highly resistant to salt-mist corrosion

Figura C3 – Modelo de Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016].

A Figura C4 mostra as especificações elétricas dos módulos solares fotovoltaicos que constituem os kits mencionados anteriormente.

Nominal Power (Wp)	$P_{nom}$	250	255	260	265
Positive Power Tolerance		0~+5W			
MPP Current (A)	$I_{mpp}$	8,32	8,43	8,52	8,59
MPP Voltage (V)	$V_{mpp}/U_{mpp}$	30,0	30,2	30,5	30,8
Open Circuit Voltage (V)	$V_{oc}/U_{oc}$	37,3	37,6	37,8	38,1
Short Circuit Current (A)	$I_{sc}$	8,91	8,99	9,06	9,16
Module Efficiency	$\eta$ (%)	15,4	15,7	16,0	16,3
Maximum System Voltage (V)	$V_{max}$	IEC:1000 / UL:1000			
Maximum Series Fuse Rating (A)	I	15			
Permitted module temperature on continuous duty		-40°C up to +85°C			
NOCT (°C)		46±2			
Temperature Coefficients:					
Power	$\gamma(P_{max})$	-0,43%/°C			
Voltage	$\beta(V_{oc})$	-0,33%/°C			
Current	$\alpha(I_{sc})$	+0,06%/°C			

\* Values at Standard Test Conditions STC: air mass AM 1,5G, irradiance 1000 W/m<sup>2</sup> and cell temperature (25±2)°C.

Figura C4 – Especificações Elétricas dos Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016].

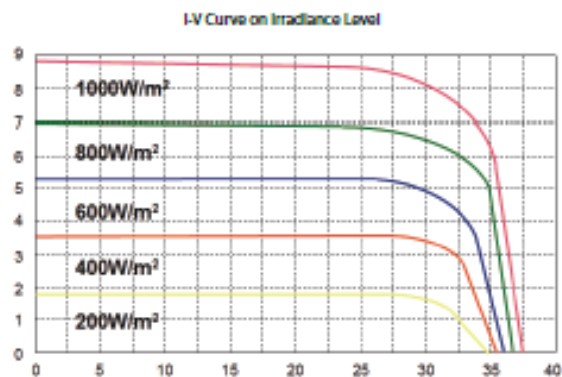
A mostra as especificações mecânicas e dimensões dos módulos solares fotovoltaicos que constituem os kits mencionados anteriormente.

Dimensions	1640 x 992 x 40 mm / 64,57" x 39,06" x 1,57"
Weight	18,5 kg / 40,7 lb
Solar Cells	6" Polycrystalline (156 x 156 mm)
Cell Connection	60 cells (6 x 10)
Glass	High transparency tempered glass 3,2 mm (0,13")
Frame	Anodized aluminium alloy
Diodes	3 diodes
Junction Box	IP-65 or IP-67 rated
Cable	Length 900mm* diameter 4 mm <sup>2</sup> each
Connectors	MC4 compatible

\* 1200mm optional delivery time subject to confirmation.

**Figura C5 – Especificações Mecânicas dos Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016].**

A Figura C6 ilustra a curva I-V referente aos módulos solares fotovoltaicos que constituem os kits mencionados anteriormente.



**Figura C6 – Curva I-V dos Módulos Solares Usados nos Kits [Martifer-2016].**

A Figura C7 identifica o modelo do inversor, bem como as principais características que este possui, um dos equipamentos que constitui os kits mencionados anteriormente.



- Pure sine wave inverter
- Built-in MPPT solar charge controller
- Selectable input voltage range for home appliances and personal computers
- Selectable charging current based on applications
- Configurable AC/Solar input priority via LCD setting
- Compatible to mains voltage or generator power
- Auto restart while AC is recovering
- Overload and short circuit protection
- Smart battery charger design for optimized battery performance
- Cold start function
- Optional remote panel available

**Figura C7 – Modelo de Inversor Usado nos Kits [Martifer-2016].**

A Figura C8 apresenta as especificações técnicas do inversor “Axpert MKS 3K-24 Plus”, um dos equipamentos que constitui o kit de 1,5 kW mencionado anteriormente.

MODEL	Axpert MKS 2K-24 Plus	Axpert MKS 2K-48 Plus	Axpert MKS 3K-24 Plus	Axpert MKS 3K-48 Plus
Rated Power	2000VA/1600W	2000VA/1600W	3000VA/2400W	3000VA/2400W
<b>INPUT</b>				
Voltage	120 VAC or 230 VAC		230 VAC	
Selectable Voltage Range	95-140 VAC or 170-280 VAC (For Personal Computers) 65-140 VAC or 90-280 VAC (For Home Appliances)		170-280 VAC (For Personal Computers) 90-280 VAC (For Home Appliances)	
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)			
<b>OUTPUT</b>				
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	110/120 VAC ± 5% (User selectable) or 230VAC ± 5%		230VAC ± 5%	
Surge Power	4000VA		6000VA	
Efficiency (Peak)	90% - 93%			
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) 20 ms (For Home Appliances)			
Waveform	Pure sine wave			
<b>BATTERY</b>				
Battery Voltage	24 VDC	48 VDC	24 VDC	48 VDC
Floating Charge Voltage	27 VDC	54 VDC	27 VDC	54 VDC
Overcharge Protection	31 VDC	62 VDC	31 VDC	62 VDC
<b>SOLAR CHARGER &amp; AC CHARGER</b>				
Maximum PV Array Power	1500 W	3000 W	1500 W	3000 W
MPPT Range @ Operating Voltage	30~ 115 VDC	60 ~ 115 VDC	30~ 115 VDC	60 ~ 115 VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	145 VDC			
Maximum Solar Charge Current	60A			
Maximum AC Charge Current	20 A or 30 A	10 A or 15 A	30 A	15 A
Maximum Efficiency	98%			
Standby Power Consumption	2 W			
<b>PHYSICAL</b>				
Dimension, D x W x H (mm)	140 x 295 x 479			
Net Weight (kgs)	11.5			
<b>OPERATING ENVIRONMENT</b>				
Humidity	5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)			
Operating Temperature	0°C - 55°C			
Storage Temperature	-15°C - 60°C			

Product specifications are subject to change without further notice

Figura C8 – Especificações do Inversor “Axpert MKS 3K-24 Plus” Usado no Kit 1,5 kW [Voltronic-2016a].

A Figura C9 apresenta as especificações técnicas do inversor “Axpert MKS 5K”, um dos equipamentos que constitui o kit de 3 kW mencionado anteriormente.

MODEL	Axpert MKS 1K-24	Axpert MKS 1K-48	Axpert MKS 2K-24	Axpert MKS 3K-24	Axpert MKS 3K-48	Axpert MKS 4K	Axpert MKS 5K
Rated Power	1000VA/800W	1000VA/1000W	2000VA/1600W	3000VA/2400W	3000VA/2400W	4000VA/3200W	5000VA/4000W
<b>INPUT</b>							
Voltage	230 VAC						
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) 90-280 VAC (For Home Appliances)						
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)						
<b>OUTPUT</b>							
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	230VAC ± 5%						
Surge Power	2000VA		4000VA		6000VA	8000VA	10000VA
Efficiency (Peak)	90% - 93%		93%				
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) ; 20 ms (For Home Appliances)						
Waveform	Pure sine wave						
<b>BATTERY</b>							
Battery Voltage	24 VDC	48 VDC	24 VDC	24 VDC	48 VDC		48 VDC
Floating Charge Voltage	27 VDC	54 VDC	27 VDC	27 VDC	54 VDC		54 VDC
Overcharge Protection	31 VDC	62 VDC	31 VDC	31 VDC	62 VDC		60 VDC
<b>SOLAR CHARGER &amp; AC CHARGER</b>							
Maximum PV Array Power	600 W	900 W	600 W	600 W	900 W		3000 W
MPPT Range @ Operating Voltage	30VDC ~ 66VDC	60VDC ~ 88VDC	30VDC ~ 66VDC	30VDC ~ 66VDC	60VDC ~ 88VDC		60VDC ~ 115VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	75 VDC	102 VDC	75 VDC	75 VDC	102 VDC		145 VDC
Maximum Solar Charge Current	25A	18 A	25A	25A	18 A		60 A
Maximum AC Charge Current	20 A	15 A	30 A	30 A	15 A		60 A
Maximum Charge Current	25A	18 A	30A	30A	18 A		120A
	AC charger and solar charger can't work at the same time.						
Maximum Efficiency	98%						
Standby Power Consumption	2 W						
<b>PHYSICAL</b>							
Dimension, D x W x H (mm)	100 x 272 x 355					140 x 295 x 540	
Net Weight (kgs)	6.8		7.0		7.4	12.5	13.5
<b>OPERATING ENVIRONMENT</b>							
Humidity	5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)						
Operating Temperature	0°C - 55°C						
Storage Temperature	-15°C - 60°C						

Product specifications are subject to change without further notice

Figura C9 – Especificações do Inversor “Axpert MKS 5K” Usado no Kit 3 kW [Voltronic-2016b].

O conjunto de baterias usadas nos kits são do tipo AGM cujas características são descritas na Figura C10 e na Tabela C1.

## UP-TFS250-12



Mechanical Characteristics		
	SI Units	US Units
Length	555 mm	21.8 inches
Width	125 mm	4.9 inches
Height	320 mm	12.6 inches
Typical Weight	59.2 kg	130.5 lbs
Terminal Torque	8.0 Nm	70.8 in.lbs
All batteries are fully compliant with IEC 60 896 - 21/22, EN 60 896 - part 2, BS 6290 - part 4		

Product design features	
• 12+ years design life, EUROBAT specification Long Life	
• Extremely high cyclic life and float life performance	
• Low self discharge rates	
• Low internal resistance	
• Wide range of operating temperature -20°C to +55°C	
• Compact design with high energy density	
• ETSI Rack integration	
• One-way valve regulated system with flame-arrestor	
• Internal gas recombination efficiency 98% - 99%	
• Low installation cost, maintenance free product	
• Delivered ready for use	
• Shock resistant ABS flame retardant container and lid	
• Sealed for leak-free operation, inline automatic tested	
• Female M8 brass terminals with no need for retightening	
• Non-hazardous cargo for ground, sea and air transport	
• Fully recyclable product	

Electrical Characteristics	
Nominal voltage	12 Volts
10 hour capacity to 1.80 Vpc	190.0 Ah
100 h capacity to 1.80 Vpc	250 Ah
Float voltage	2.27-2.29 Vpc at 20°C, 2.40 Vpc at 20°C
Accelerated recharge	According to operational instructions
Shelf life	Up to 1 year
Short circuit current	3165 Amps
Internal resistance	3.95 mΩ

Figura C10 – Principais Características das Baterias “UP-TSF250-12” Usadas nos Kits [Master-2016].

Tabela C1 – Restantes Características das Baterias “UP-TSF250-12” Usadas nos Kits [Master-2016].

	UP-TSF250-12 – Ciclo Profundo	
Rendimento	80-90%	
Ciclos de Vida	800	1500
Profundidade de Descarga (DoD)	60%	30%

**Nota:** O número de ciclos de vida aumenta com a diminuição da profundidade de descarga (DoD).

## Anexo D

# Opções Tarifárias em BTN e Períodos Horários em Portugal Continental

---



A Tabela D1 apresenta de forma detalhada as opções tarifárias disponíveis para os clientes em BTN e o número de períodos horários que cada uma das opções tarifárias abrange.

**Tabela D1 – Opções Tarifárias e Número de Períodos Horários para BTN, baseado em [ERSE-2014].**

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)	Energia Ativa
		Nº Períodos Horários (*)
Tarifa Simples	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7	1
Tarifa Bi-horária	3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7	2
Tarifa Tri-horária	3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7	3

**Nota:** Para qualquer escalão de potência contratada é aplicado ao cliente o preço correspondente ao escalão de potência e do termo de energia fixo, para além de que em regime BTN não se aplica os preços relativos à energia reativa.

- (\*)
- 1 Sem diferenciação horária
  - 2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
  - 3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

A duração dos períodos horários pode ser de acordo com o ciclo semanal, descrito na Tabela D2.

**Tabela D2 – Duração dos Períodos Horários com Ciclo Semanal, adaptado de [ERSE-2014].**

Período de Hora Legal de Inverno		Período de Hora Legal de Verão	
De Segunda-Feira a Sexta-Feira		De Segunda-Feira a Sexta-Feira	
Ponta:	5 h/dia	Ponta:	3 h/dia
Cheias:	12 h/dia	Cheias:	14 h/dia
Vazio Normal:	3 h/dia	Vazio Normal:	3 h/dia
Super Vazio:	4 h/dia	Super Vazio:	4 h/dia
Sábado		Sábado	
Cheias:	7 h/dia	Cheias:	7 h/dia
Vazio Normal:	13 h/dia	Vazio Normal:	13 h/dia
Super Vazio:	4 h/dia	Super Vazio:	4 h/dia
Domingo		Domingo	
Vazio Normal:	20 h/dia	Vazio Normal:	20 h/dia
Super Vazio:	4 h/dia	Super Vazio:	4 h/dia

A duração dos períodos horários pode ser de acordo com o ciclo diário, descrito na Tabela D3.

**Tabela D3 – Duração dos Períodos Horários com Ciclo Diário, adaptado de [ERSE-2014].**

Período de Hora Legal de Inverno		Período de Hora Legal de Verão	
Ponta:	4 h/dia	Ponta:	4 h/dia
Cheias:	10 h/dia	Cheias:	10 h/dia
Vazio Normal:	6 h/dia	Vazio Normal:	6 h/dia
Super Vazio:	4 h/dia	Super Vazio:	4 h/dia

Os períodos horários adotados em Portugal continental são apresentados nas próximas tabelas exibidas. A

Tabela D4 apresenta detalhadamente o ciclo semanal que qualquer cliente pode aderir.

**Tabela D4 – Ciclo Semanal para Todos os Fornecimentos em Portugal Continental [Diretiva-2015].**

Período de Hora Legal de Inverno			Período de Hora Legal de Verão		
De Segunda-Feira a Sexta-Feira			De Segunda-Feira a Sexta-Feira		
Ponta:	( <sup>1</sup> ) 09:30/12:00 h ( <sup>1</sup> ) 18:30/21:00 h	( <sup>2</sup> ) 10:00/12:00 h ( <sup>2</sup> ) 18:00/21:00 h	Ponta:	( <sup>1</sup> ) 09:15/12:15 h ( <sup>1</sup> ) 18:30/21:00 h	( <sup>2</sup> ) 09:00/12:00 h ( <sup>2</sup> ) 18:00/21:00 h
Cheias:	( <sup>1</sup> ) 07:00/09:30 h ( <sup>1</sup> ) 12:00/18:30 h ( <sup>1</sup> ) 21:00/24:00 h	( <sup>2</sup> ) 07:00/10:00 h ( <sup>2</sup> ) 12:00/18:00 h ( <sup>2</sup> ) 21:00/24:00 h	Cheias:	( <sup>1</sup> ) 07:00/09:15 h ( <sup>1</sup> ) 12:15/24:00 h	( <sup>2</sup> ) 07:00/09:00 h ( <sup>2</sup> ) 12:00/24:00 h
Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>1</sup> ) 06:00/07:00 h	( <sup>2</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>2</sup> ) 06:00/07:00 h	Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>1</sup> ) 06:00/07:00 h	( <sup>2</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>2</sup> ) 06:00/07:00 h
Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h	Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h
Sábado			Sábado		
Cheias:	( <sup>1</sup> ) 09:30/13:00 h ( <sup>1</sup> ) 18:30/22:00 h	( <sup>2</sup> ) 09:00/13:00 h ( <sup>2</sup> ) 19:00/22:00 h	Cheias:	( <sup>1</sup> ) 09:00/14:00 h ( <sup>1</sup> ) 20:00/22:00 h	( <sup>2</sup> ) 09:00/14:00 h ( <sup>2</sup> ) 20:00/22:00 h
Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>1</sup> ) 06:00/09:30 h ( <sup>1</sup> ) 13:00/18:30 h ( <sup>1</sup> ) 22:00/24:00 h	( <sup>2</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>2</sup> ) 06:00/09:00 h ( <sup>2</sup> ) 13:00/19:00 h ( <sup>2</sup> ) 22:00/24:00 h	Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>1</sup> ) 06:00/09:00 h ( <sup>1</sup> ) 14:00/20:00 h ( <sup>1</sup> ) 22:00/24:00 h	( <sup>2</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>2</sup> ) 06:00/09:00 h ( <sup>2</sup> ) 14:00/20:00 h ( <sup>2</sup> ) 22:00/24:00 h
Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h	Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h
Domingo			Domingo		
Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>1</sup> ) 06:00/24:00 h	( <sup>2</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>2</sup> ) 06:00/24:00 h	Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>1</sup> ) 06:00/24:00 h	( <sup>2</sup> ) 00:00/02:00 h ( <sup>2</sup> ) 06:00/24:00 h
Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h	Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h

**Nota:** Em (<sup>1</sup>) são referidos os períodos horários legalmente em vigor [Diretiva-2015], enquanto que em (<sup>2</sup>) são apresentados os períodos horários considerados no caso de estudo.

A Tabela D5 apresenta pormenorizadamente o ciclo diário para os clientes de BTE e BTN.

**Tabela D5 – Ciclo Diário para BTE e BTN em Portugal Continental [Diretiva-2015].**

Período de Hora Legal de Inverno			Período de Hora Legal de Verão		
Ponta:	( <sup>1</sup> ) 09:00/10:30 h ( <sup>1</sup> ) 18:00/20:30 h	( <sup>2</sup> ) 09:00/10:00 h ( <sup>2</sup> ) 18:00/21:00 h	Ponta:	( <sup>1</sup> ) 10:30/13:00 h ( <sup>1</sup> ) 19:30/21:00 h	( <sup>2</sup> ) 11:00/13:00 h ( <sup>2</sup> ) 19:00/21:00 h
Cheias:	( <sup>1</sup> ) 08:00/09:00 h ( <sup>1</sup> ) 10:30/18:00 h ( <sup>1</sup> ) 20:30/22:00 h	( <sup>2</sup> ) 08:00/09:00 h ( <sup>2</sup> ) 10:00/18:00 h ( <sup>2</sup> ) 21:00/22:00 h	Cheias:	( <sup>1</sup> ) 08:00/10:30 h ( <sup>1</sup> ) 13:00/19:30 h ( <sup>1</sup> ) 21:00/22:00 h	( <sup>2</sup> ) 08:00/11:00 h ( <sup>2</sup> ) 13:00/19:00 h ( <sup>2</sup> ) 21:00/22:00 h
Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 06:00/08:00 h ( <sup>1</sup> ) 22:00/02:00 h	( <sup>2</sup> ) 06:00/08:00 h ( <sup>2</sup> ) 22:00/02:00 h	Vazio Normal:	( <sup>1</sup> ) 06:00/08:00 h ( <sup>1</sup> ) 22:00/02:00 h	( <sup>2</sup> ) 06:00/08:00 h ( <sup>2</sup> ) 22:00/02:00 h
Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h	Super Vazio:	( <sup>1</sup> ) 02:00/06:00 h	( <sup>2</sup> ) 02:00/06:00 h

**Nota:** Em (<sup>1</sup>) são referidos os períodos horários legalmente em vigor [Diretiva-2015], enquanto que em (<sup>2</sup>) são apresentados os períodos horários considerados no caso de estudo.

A Tabela D6 mostra as tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN cuja potência contratada seja igual ou inferior a 20,7 kVA e igual ou superior a 3,45 kVA, que estão em vigor entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2016 e são praticadas pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). Os dados mencionados na Tabela D6 são utilizados nos casos de estudo apresentado na secção 5.

**Tabela D6 – Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA) [ERSE-2015d].**

Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		Preços	
Potência		(€/mês)	(€/dia)
Tarifa Simples, Bi-horária e Tri-horária	3,45	4,83	0,1584
	4,6	6,28	0,2058
	5,75	7,72	0,2531
	6,9	9,16	0,3003
	10,35	13,48	0,4419
	13,8	17,80	0,5835
	17,25	22,12	0,7251
	20,7	26,44	0,8668
Energia Ativa		(€/kWh)	
Tarifa Simples ≤6,9 kVA		0,1634	
Tarifa Simples >6,9 kVA		0,1641	
Tarifa Bi-horária ≤6,9 kVA	Horas Fora de Vazio	0,1909	
	Horas de Vazio	0,1002	
Tarifa Bi-horária >6,9 kVA	Horas Fora de Vazio	0,1947	
	Horas de Vazio	0,1010	
Tarifa Tri-horária ≤6,9 kVA	Hora Ponta	0,2169	
	Hora Cheia	0,1716	
	Hora Vazio	0,1002	
Tarifa Tri-horária >6,9 kVA	Hora Ponta	0,2208	
	Hora Cheia	0,1747	
	Hora Vazio	0,1010	



## Anexo E

# Resultados – Caso de Estudo 1

---



A Tabela E2 apresenta os custos obtidos com aquisição da energia elétrica no mercado para um ano tipicamente seco.

**Tabela E1 – Custos Obtidos com a Aquisição da Energia Elétrica no Mercado, em € - Ano Seco.**

Mês	Tipo de Dia	Valor por Dia (€)	Valor por Mês (€)	Mês	Tipo de Dia	Valor por Dia (€)	Valor por Mês (€)
Janeiro	Dia Útil	1,88 €	57,77 €	Julho	Dia Útil	0,74 €	22,69 €
	Sábado	1,84 €			Sábado	0,74 €	
	Domingo	1,82 €			Domingo	0,68 €	
Fevereiro	Dia Útil	1,47 €	42,26 €	Agosto	Dia Útil	0,76 €	23,05 €
	Sábado	1,49 €			Sábado	0,74 €	
	Domingo	1,36 €			Domingo	0,68 €	
Março	Dia Útil	1,01 €	31,47 €	Setembro	Dia Útil	0,72 €	21,62 €
	Sábado	1,07 €			Sábado	0,74 €	
	Domingo	0,99 €			Domingo	0,69 €	
Abril	Dia Útil	0,77 €	23,03 €	Outubro	Dia Útil	0,99 €	30,64 €
	Sábado	0,81 €			Sábado	1,02 €	
	Domingo	0,71 €			Domingo	0,95 €	
Maio	Dia Útil	0,64 €	19,86 €	Novembro	Dia Útil	1,43 €	42,55 €
	Sábado	0,67 €			Sábado	1,42 €	
	Domingo	0,62 €			Domingo	1,32 €	
Junho	Dia Útil	0,68 €	20,22 €	Dezembro	Dia Útil	1,95 €	60,20 €
	Sábado	0,69 €			Sábado	2,00 €	
	Domingo	0,64 €			Domingo	1,81 €	

A Tabela E2 exibe a análise energética refletindo os valores da produção e do consumo ao longo dos primeiros 20 anos, de acordo com a durabilidade do sistema solar fotovoltaico.

**Tabela E2 – Análise Energética para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo.**

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
0	-	-	-	-	-	-
1	2 201,57	544,10	404,81	4 200,00	2 542,54	2 137,73
2	2 192,76	541,93	403,19	4 200,00	2 552,71	2 146,28
3	2 183,99	539,76	401,58	4 200,00	2 562,92	2 154,86
4	2 175,25	537,60	399,97	4 200,00	2 573,17	2 163,48
5	2 166,55	535,45	398,37	4 200,00	2 583,46	2 172,13
6	2 157,88	533,31	396,78	4 200,00	2 593,80	2 180,82
7	2 149,25	531,17	395,19	4 200,00	2 604,17	2 189,55
8	2 140,66	529,05	393,61	4 200,00	2 614,59	2 198,30
9	2 132,09	526,93	392,04	4 200,00	2 625,05	2 207,10
10	2 123,56	524,83	390,47	4 200,00	2 635,55	2 215,93
11	2 115,07	522,73	388,91	4 200,00	2 646,09	2 224,79
12	2 106,61	520,64	387,35	4 200,00	2 656,67	2 233,69
13	2 098,18	518,55	385,80	4 200,00	2 667,30	2 242,62
14	2 089,79	516,48	384,26	4 200,00	2 677,97	2 251,59
15	2 081,43	514,41	382,72	4 200,00	2 688,68	2 260,60

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
16	2 073,11	512,36	381,19	4 200,00	2 699,44	2 269,64
17	2 064,81	510,31	379,67	4 200,00	2 710,23	2 278,72
18	2 056,55	508,26	378,15	4 200,00	2 721,08	2 287,84
19	2 048,33	506,23	376,64	4 200,00	2 731,96	2 296,99
20	2 040,14	504,21	375,13	4 200,00	2 742,89	2 306,18
<b>Total</b>	<b>42 397,59</b>	<b>10 478,31</b>	<b>7 795,86</b>	<b>84 000,00</b>	<b>52 830,27</b>	<b>44 418,84</b>

A Tabela E3 exibe a análise económica refletindo para os primeiros 20 anos, de acordo com a durabilidade do sistema solar fotovoltaico, considerando um ano tipicamente húmido.

**Tabela E3 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 430,00 €	-	-	-	-	- 3 430,00 €	- 3 430,00 €	- 3 430,00 €
1	-	371,53 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	322,29 €	319,10 €	-3 110,90 €
2	-	388,98 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	323,84 €	317,46 €	-2 793,44 €
3	-	405,96 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	325,86 €	316,27 €	-2 477,17 €
4	-	423,96 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	327,86 €	315,07 €	-2 162,10 €
5	-	443,04 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	328,78 €	312,82 €	-1 849,28 €
6	-	463,27 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	329,55 €	310,46 €	-1 538,82 €
7	-	484,70 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	329,12 €	306,97 €	-1 231,85 €
8	-	507,43 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	328,39 €	303,27 €	-928,59 €
9	-	531,52 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	326,31 €	298,35 €	-630,23 €
10	-	557,05 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	323,77 €	293,11 €	-337,12 €
11	-	584,11 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	320,71 €	287,46 €	-49,67 €
12	-	612,80 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	316,02 €	280,45 €	230,79 €
13	-	643,21 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	310,61 €	272,92 €	503,71 €
14	-	675,44 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	303,38 €	263,93 €	767,63 €
15	-	709,61 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	295,21 €	254,28 €	1 021,91 €
16	-	745,83 €	34,11 €	0,00 €	1 071,82 €	285,99 €	243,90 €	1 265,81 €
17	-	784,22 €	33,78 €	844,38 €	1 098,82 €	-725,40 €	-612,51 €	653,29 €
18	-	824,92 €	33,44 €	0,00 €	1 126,82 €	261,90 €	218,96 €	872,25 €
19	-	868,05 €	33,11 €	0,00 €	1 155,82 €	247,77 €	205,09 €	1 077,34 €
20	-	913,78 €	32,78 €	0,00 €	1 185,82 €	232,04 €	190,17 €	1 267,50 €
<b>Total</b>	<b>3 430,00 €</b>	<b>11 939,42 €</b>	<b>721,82 €</b>	<b>844,38 €</b>	<b>18 853,41 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

A Tabela E4 exibe a análise económica refletindo para os primeiros 20 anos, de acordo com a durabilidade do sistema solar fotovoltaico, considerando um ano tipicamente seco.

**Tabela E4 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 430,00 €	-	-	-	-	-3 430,00 €	-3 430,00 €	-3 430,00 €
1	-	395,35 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	298,47 €	295,52 €	-3 134,48 €
2	-	412,89 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	299,93 €	294,02 €	-2 840,46 €
3	-	429,88 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	301,94 €	293,06 €	-2 547,40 €
4	-	447,88 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	303,94 €	292,08 €	-2 255,32 €
5	-	466,96 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	304,86 €	290,07 €	-1 965,25 €
6	-	487,18 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	305,64 €	287,93 €	-1 677,32 €
7	-	508,62 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	305,20 €	284,67 €	-1 392,65 €
8	-	531,34 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	304,48 €	281,18 €	-1 111,47 €
9	-	555,43 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	302,39 €	276,49 €	-834,98 €
10	-	580,96 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	299,86 €	271,46 €	-563,52 €
11	-	608,03 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	296,79 €	266,02 €	-297,50 €
12	-	636,71 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	292,11 €	259,23 €	-38,27 €
13	-	667,12 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	286,70 €	251,91 €	213,64 €
14	-	699,36 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	279,46 €	243,12 €	456,76 €
15	-	733,53 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	271,29 €	233,68 €	690,44 €
16	-	769,75 €	34,11 €	0,00 €	1 071,82 €	262,08 €	223,50 €	913,94 €
17	-	808,14 €	33,78 €	844,38 €	1 098,82 €	-749,32 €	-632,71 €	281,24 €
18	-	848,83 €	33,44 €	0,00 €	1 126,82 €	237,99 €	198,96 €	480,20 €
19	-	891,97 €	33,11 €	0,00 €	1 155,82 €	223,85 €	185,29 €	665,49 €
20	-	937,69 €	32,78 €	0,00 €	1 185,82 €	208,13 €	170,57 €	836,06 €
<b>Total</b>	<b>3 430,00 €</b>	<b>12 417,60 €</b>	<b>721,82 €</b>	<b>844,38 €</b>	<b>18 853,41 €</b>	-	-	-

A Tabela E5 apresenta os custos do cliente antes e após de estar contratualizado neste modelo de negócio, bem como a sua poupança.

**Tabela E5 – Análise Económica da Poupança do Cliente, em €.**

Ano	Custos Antes da Instalação de UPAC com Baterias (€)	Custos Depois da Instalação de UPAC com Baterias (€)	Poupança (€)	Poupança Atualizada (€)
0	-	-	-	-
1	772,44 €	733,82 €	38,62 €	38,24 €
2	791,75 €	752,82 €	38,93 €	38,17 €
3	811,55 €	771,82 €	39,73 €	38,56 €
4	831,84 €	791,82 €	40,02 €	38,45 €
5	852,63 €	811,82 €	40,81 €	38,83 €
6	873,95 €	832,82 €	41,13 €	38,74 €
7	895,80 €	853,82 €	41,98 €	39,15 €
8	918,19 €	875,82 €	42,37 €	39,13 €
9	941,15 €	897,82 €	43,33 €	39,61 €

Ano	Custos Antes da Instalação de UPAC com Baterias (€)	Custos Depois da Instalação de UPAC com Baterias (€)	Poupança (€)	Poupança Atualizada (€)
10	964,67 €	920,82 €	43,85 €	39,70 €
11	988,79 €	944,82 €	43,97 €	39,41 €
12	1 013,51 €	968,82 €	44,69 €	39,66 €
13	1 038,85 €	993,82 €	45,03 €	39,57 €
14	1 064,82 €	1 018,82 €	46,00 €	40,02 €
15	1 091,44 €	1 044,82 €	46,62 €	40,16 €
16	1 118,73 €	1 071,82 €	46,91 €	40,00 €
17	1 146,70 €	1 098,82 €	47,87 €	40,42 €
18	1 175,36 €	1 126,82 €	48,54 €	40,58 €
19	1 204,75 €	1 155,82 €	48,93 €	40,50 €
20	1 234,87 €	1 185,82 €	49,05 €	40,19 €
<b>Total</b>	<b>19 731,78 €</b>	<b>18 853,41 €</b>	<b>878,37 €</b>	<b>789,11 €</b>

A Tabela E6 exhibe a análise de sensibilidade para 2020, apresentando a análise económica para os primeiros 20 anos, de acordo com a durabilidade do sistema solar fotovoltaico, considerando um ano tipicamente húmido.

**Tabela E6 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo para 2020 – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	2 704,00 €	-	-	-	-	-2 704,00 €	-2 704,00 €	-2 704,00 €
1	-	371,53 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	322,29 €	319,10 €	-2 384,90 €
2	-	388,98 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	323,84 €	317,46 €	-2 067,44 €
3	-	405,96 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	325,86 €	316,27 €	-1 751,17 €
4	-	423,96 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	327,86 €	315,07 €	-1 436,10 €
5	-	443,04 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	328,78 €	312,82 €	-1 123,28 €
6	-	463,27 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	329,55 €	310,46 €	-812,82 €
7	-	484,70 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	329,12 €	306,97 €	-505,85 €
8	-	507,43 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	328,39 €	303,27 €	-202,59 €
9	-	531,52 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	326,31 €	298,35 €	95,77 €
10	-	557,05 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	323,77 €	293,11 €	388,88 €
11	-	584,11 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	320,71 €	287,46 €	676,33 €
12	-	612,80 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	316,02 €	280,45 €	956,79 €
13	-	643,21 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	310,61 €	272,92 €	1 229,71 €
14	-	675,44 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	303,38 €	263,93 €	1 493,63 €
15	-	709,61 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	295,21 €	254,28 €	1 747,91 €
16	-	745,83 €	34,11 €	0,00 €	1 071,82 €	285,99 €	243,90 €	1 991,81 €
17	-	784,22 €	33,78 €	844,38 €	1 098,82 €	-485,40 €	-409,86 €	1 581,95 €
18	-	824,92 €	33,44 €	0,00 €	1 126,82 €	261,90 €	218,96 €	1 800,90 €
19	-	868,05 €	33,11 €	0,00 €	1 155,82 €	247,77 €	205,09 €	2 005,99 €
20	-	913,78 €	32,78 €	0,00 €	1 185,82 €	232,04 €	190,17 €	2 196,15 €
<b>Total</b>	<b>2 704,00 €</b>	<b>11 939,42 €</b>	<b>721,82 €</b>	<b>844,38 €</b>	<b>18 853,41 €</b>	-	-	-

A Tabela E7 exibe a análise de sensibilidade para 2020, apresentando a análise económica para os primeiros 20 anos, de acordo com a durabilidade do sistema solar fotovoltaico, considerando um ano tipicamente seco.

**Tabela E7 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Instalação do Kit de Autoconsumo para 2020 – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	2 704,00 €	-	-	-	-	-2 704,00 €	-2 704,00 €	-2 704,00 €
1	-	395,35 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	298,47 €	295,52 €	-2 408,48 €
2	-	412,89 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	299,93 €	294,02 €	-2 114,46 €
3	-	429,88 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	301,94 €	293,06 €	-1 821,40 €
4	-	447,88 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	303,94 €	292,08 €	-1 529,32 €
5	-	466,96 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	304,86 €	290,07 €	-1 239,25 €
6	-	487,18 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	305,64 €	287,93 €	-951,32 €
7	-	508,62 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	305,20 €	284,67 €	-666,65 €
8	-	531,34 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	304,48 €	281,18 €	-385,47 €
9	-	555,43 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	302,39 €	276,49 €	-108,98 €
10	-	580,96 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	299,86 €	271,46 €	162,48 €
11	-	608,03 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	296,79 €	266,02 €	428,50 €
12	-	636,71 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	292,11 €	259,23 €	687,73 €
13	-	667,12 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	286,70 €	251,91 €	939,64 €
14	-	699,36 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	279,46 €	243,12 €	1 182,76 €
15	-	733,53 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	271,29 €	233,68 €	1 416,44 €
16	-	769,75 €	34,11 €	0,00 €	1 071,82 €	262,08 €	223,50 €	1 639,94 €
17	-	808,14 €	33,78 €	844,38 €	1 098,82 €	-509,32 €	-430,06 €	1 209,89 €
18	-	848,83 €	33,44 €	0,00 €	1 126,82 €	237,99 €	198,96 €	1 408,85 €
19	-	891,97 €	33,11 €	0,00 €	1 155,82 €	223,85 €	185,29 €	1 594,14 €
20	-	937,69 €	32,78 €	0,00 €	1 185,82 €	208,13 €	170,57 €	1 764,71 €
<b>Total</b>	<b>2 704,00 €</b>	<b>12 417,60 €</b>	<b>721,82 €</b>	<b>844,38 €</b>	<b>18 853,41 €</b>	-	-	-



## Anexo F

# Resultados – Caso de Estudo 2

---



A Tabela F1 apresenta a análise económica caso o cliente adquira o Kit de autoconsumo para si.

**Tabela F1 – Análise Económica para os Primeiros 20 Anos com Aquisição do Kit de Autoconsumo.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Poupança	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	4 459,00 €	-				- 4 459,00 €	- 4 459,00 €	-4 459,00 €
1	-	342,64 €	51,49 €	0,00 €	365,21 €	313,72 €	310,62 €	-4 148,38 €
2	-	352,57 €	50,98 €	0,00 €	372,97 €	321,99 €	315,65 €	-3 832,74 €
3	-	361,39 €	50,47 €	0,00 €	382,29 €	331,81 €	322,06 €	-3 510,68 €
4	-	370,43 €	49,97 €	0,00 €	391,84 €	341,87 €	328,53 €	-3 182,15 €
5	-	379,69 €	49,48 €	0,00 €	401,64 €	352,16 €	335,07 €	-2 847,08 €
6	-	389,18 €	48,99 €	0,00 €	411,68 €	362,69 €	341,67 €	-2 505,41 €
7	-	398,91 €	48,50 €	0,00 €	421,97 €	373,47 €	348,34 €	-2 157,06 €
8	-	408,88 €	48,02 €	0,00 €	432,52 €	384,50 €	355,08 €	-1 801,98 €
9	-	419,10 €	47,55 €	0,00 €	443,33 €	395,79 €	361,88 €	-1 440,10 €
10	-	429,58 €	47,07 €	0,00 €	454,42 €	407,34 €	368,76 €	-1 071,34 €
11	-	440,32 €	46,61 €	0,00 €	465,78 €	419,17 €	375,71 €	-695,63 €
12	-	451,33 €	46,15 €	0,00 €	477,42 €	431,27 €	382,73 €	-312,89 €
13	-	462,61 €	45,69 €	0,00 €	489,36 €	443,67 €	389,83 €	76,94 €
14	-	474,18 €	45,24 €	0,00 €	501,59 €	456,35 €	397,01 €	473,95 €
15	-	486,03 €	44,79 €	1 258,40 €	514,13 €	-789,06 €	-679,66 €	-205,71 €
16	-	498,18 €	44,35 €	0,00 €	526,98 €	482,64 €	411,60 €	205,90 €
17	-	510,64 €	43,91 €	0,00 €	540,16 €	496,25 €	419,02 €	624,92 €
18	-	523,40 €	43,47 €	0,00 €	553,66 €	510,19 €	426,53 €	1 051,45 €
19	-	536,49 €	43,04 €	0,00 €	567,50 €	524,46 €	434,12 €	1 485,57 €
20	-	549,90 €	42,62 €	0,00 €	581,69 €	539,08 €	441,80 €	1 927,36 €
<b>Total</b>	<b>4 459,00 €</b>	<b>8 785,48 €</b>	<b>938,37 €</b>	<b>1 258,40 €</b>	<b>9 296,15 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>



## Anexo G

# Resultados: Determinação da Potência da UPAC (Consumidor BTN 6,9 kVA)

---



**A) Potência Instalada de 1 kWp:**

A Tabela G1 exibe a análise energética para os primeiros 15 anos.

**Tabela G1 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1 kWp.**

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
0	-	-	-	-	-	-
1	1 467,71	87,70	65,25	4 200,00	2 819,99	2 754,74
2	1 461,84	87,35	64,99	4 200,00	2 831,27	2 765,76
3	1 455,99	87,00	64,73	4 200,00	2 842,60	2 776,82
4	1 450,17	86,65	64,47	4 200,00	2 853,97	2 787,93
5	1 444,37	86,31	64,21	4 200,00	2 865,38	2 799,08
6	1 438,59	85,96	63,95	4 200,00	2 876,84	2 810,28
7	1 432,84	85,62	63,70	4 200,00	2 888,35	2 821,52
8	1 427,10	85,27	63,44	4 200,00	2 899,90	2 832,81
9	1 421,40	84,93	63,19	4 200,00	2 911,50	2 844,14
10	1 415,71	84,59	62,94	4 200,00	2 923,15	2 855,51
11	1 410,05	84,26	62,69	4 200,00	2 934,84	2 866,94
12	1 404,41	83,92	62,44	4 200,00	2 946,58	2 878,40
13	1 398,79	83,58	62,19	4 200,00	2 958,37	2 889,92
14	1 393,19	83,25	61,94	4 200,00	2 970,20	2 901,48
15	1 387,62	82,92	61,69	4 200,00	2 982,08	2 913,08
<b>Total</b>	<b>21 409,77</b>	<b>1 279,31</b>	<b>951,80</b>	<b>63 000,00</b>	<b>43 505,04</b>	<b>42 498,41</b>

A Tabela G2 exibe a análise económica para um ano tipicamente húmido.

**Tabela G2 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1 kWp – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	2 620,00 €	-	-	-	-	-2 620,00 €	-2 620,00 €	-2 620,00 €
1	-	481,75 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	212,07 €	209,97 €	-2 410,03 €
2	-	504,34 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	208,48 €	204,37 €	-2 205,65 €
3	-	526,33 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	205,49 €	199,44 €	-2 006,21 €
4	-	549,64 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	202,18 €	194,29 €	-1 811,92 €
5	-	574,35 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	197,47 €	187,89 €	-1 624,03 €
6	-	600,53 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	192,29 €	181,14 €	-1 442,89 €
7	-	628,29 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	185,53 €	173,05 €	-1 269,84 €
8	-	657,72 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	178,10 €	164,48 €	-1 105,36 €
9	-	688,91 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	168,91 €	154,44 €	-950,92 €
10	-	721,97 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	158,85 €	143,81 €	-807,11 €
11	-	757,01 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	147,81 €	132,48 €	-674,63 €
12	-	794,16 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	134,66 €	119,50 €	-555,13 €
13	-	833,54 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	120,28 €	105,69 €	-449,44 €
14	-	875,28 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	103,54 €	90,08 €	-359,36 €
15	-	919,52 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	85,30 €	73,47 €	-285,88 €
<b>Total</b>	<b>2 620,00 €</b>	<b>10 113,33 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G2, os indicadores económicos são descritos na Tabela G3.

**Tabela G3 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	-0,65 %
VAL	-285,88 €
Payback	16,84 Anos

A Tabela G4 exhibe a análise económica para o mesmo cenário da Tabela G2, mas, agora, é considerado um ano seco.

**Tabela G4 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1 kWp – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	2 620,00 €	-	-	-	-	-2 620,00 €	-2 620,00 €	-2 620,00 €
1	-	772,44 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	182,00 €	180,19 €	-2 439,81 €
2	-	791,75 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	178,28 €	174,77 €	-2 265,04 €
3	-	811,55 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	175,29 €	170,13 €	-2 094,90 €
4	-	831,84 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	171,98 €	165,27 €	-1 929,63 €
5	-	852,63 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	167,28 €	159,16 €	-1 770,48 €
6	-	873,95 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	162,09 €	152,69 €	-1 617,78 €
7	-	895,80 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	155,33 €	144,88 €	-1 472,90 €
8	-	918,19 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	147,90 €	136,59 €	-1 336,32 €
9	-	941,15 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	138,71 €	126,83 €	-1 209,48 €
10	-	964,67 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	128,65 €	116,47 €	-1 093,02 €
11	-	988,79 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	117,61 €	105,42 €	-987,60 €
12	-	1 013,51 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	104,46 €	92,70 €	-894,90 €
13	-	1 038,85 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	90,08 €	79,15 €	-815,74 €
14	-	1 064,82 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	73,35 €	63,81 €	-751,93 €
15	-	1 091,44 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	55,10 €	47,46 €	-704,47 €
<b>Total</b>	<b>2 620,00 €</b>	<b>10 566,19 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G4, os indicadores económicos são descritos na Tabela G5.

**Tabela G5 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	-3,41 %
VAL	-704,47 €
Payback	20,52 Anos

**B) Potência Instalada de 1,25 kWp:**

A Tabela G6 exibe a análise energética para os primeiros 15 anos.

**Tabela G6 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,25 kWp.**

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
0	-	-	-	-	-	-
1	1 834,64	288,10	214,35	4 200,00	2 653,46	2 439,12
2	1 827,30	286,95	213,49	4 200,00	2 664,08	2 448,87
3	1 819,99	285,80	212,63	4 200,00	2 674,73	2 458,67
4	1 812,71	284,66	211,78	4 200,00	2 685,43	2 468,50
5	1 805,46	283,52	210,94	4 200,00	2 696,17	2 478,38
6	1 798,24	282,38	210,09	4 200,00	2 706,96	2 488,29
7	1 791,04	281,25	209,25	4 200,00	2 717,79	2 498,24
8	1 783,88	280,13	208,42	4 200,00	2 728,66	2 508,24
9	1 776,74	279,01	207,58	4 200,00	2 739,57	2 518,27
10	1 769,64	277,89	206,75	4 200,00	2 750,53	2 528,34
11	1 762,56	276,78	205,92	4 200,00	2 761,53	2 538,46
12	1 755,51	275,67	205,10	4 200,00	2 772,58	2 548,61
13	1 748,49	274,57	204,28	4 200,00	2 783,67	2 558,80
14	1 741,49	273,47	203,46	4 200,00	2 794,80	2 569,04
15	1 734,53	272,38	202,65	4 200,00	2 805,98	2 579,32
<b>Total</b>	<b>26 762,21</b>	<b>4 202,56</b>	<b>3 126,71</b>	<b>63 000,00</b>	<b>40 935,93</b>	<b>37 629,14</b>

A Tabela G7 exibe a análise económica para um ano tipicamente húmido.

**Tabela G7 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,25 kWp – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 025,00 €	-	-	-	-	-3 025,00 €	-3 025,00 €	-3 025,00 €
1	-	425,54 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	268,28 €	265,63 €	-2 759,37 €
2	-	445,49 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	267,33 €	262,06 €	-2 497,31 €
3	-	464,93 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	266,89 €	259,05 €	-2 238,27 €
4	-	485,52 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	266,31 €	255,91 €	-1 982,35 €
5	-	507,34 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	264,48 €	251,64 €	-1 730,71 €
6	-	530,47 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	262,35 €	247,14 €	-1 483,57 €
7	-	555,00 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	258,82 €	241,41 €	-1 242,16 €
8	-	580,99 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	254,83 €	235,33 €	-1 006,83 €
9	-	608,55 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	249,28 €	227,92 €	-778,91 €
10	-	637,75 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	243,07 €	220,05 €	-558,86 €
11	-	668,71 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	236,11 €	211,63 €	-347,23 €
12	-	701,53 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	227,29 €	201,71 €	-145,52 €
13	-	736,31 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	217,51 €	191,11 €	45,59 €
14	-	773,19 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	205,63 €	178,89 €	224,49 €
15	-	812,27 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	192,55 €	165,85 €	390,34 €
<b>Total</b>	<b>3 025,00 €</b>	<b>8 933,59 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G7, os indicadores económicos são descritos na Tabela G8.

**Tabela G8 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	2,70 %
VAL	390,34 €
Payback	13,29 Anos

A Tabela G9 exhibe a análise económica para o mesmo cenário da Tabela G7, mas, agora, é considerado um ano seco.

**Tabela G9 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,25 kWp – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 025,00 €	-	-	-	-	-3 025,00 €	-3 025,00 €	-3 025,00 €
1	-	452,31 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	241,51 €	239,12 €	-2 785,88 €
2	-	472,38 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	240,44 €	235,70 €	-2 550,18 €
3	-	491,81 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	240,01 €	232,95 €	-2 317,23 €
4	-	512,40 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	239,42 €	230,08 €	-2 087,15 €
5	-	534,22 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	237,60 €	226,06 €	-1 861,09 €
6	-	557,36 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	235,46 €	221,81 €	-1 639,27 €
7	-	581,88 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	231,94 €	216,33 €	-1 422,94 €
8	-	607,88 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	227,94 €	210,50 €	-1 212,44 €
9	-	635,43 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	222,39 €	203,34 €	-1 009,10 €
10	-	664,64 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	216,18 €	195,71 €	-813,39 €
11	-	695,60 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	209,22 €	187,53 €	-625,85 €
12	-	728,41 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	200,41 €	177,85 €	-448,00 €
13	-	763,20 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	190,62 €	167,49 €	-280,51 €
14	-	800,07 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	178,75 €	155,50 €	-125,01 €
15	-	839,16 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	165,66 €	142,69 €	17,69 €
<b>Total</b>	<b>3 025,00 €</b>	<b>9 336,75 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G9, os indicadores económicos são descritos na Tabela G10.

**Tabela G10 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	1,08 %
VAL	17,69 €
Payback	14,91 Anos

**C) Potência Instalada de 1,5 kWp:**

A Tabela G11 exibe a análise energética para os primeiros 15 anos.

**Tabela G11 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,5 kWp.**

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
0	-	-	-	-	-	-
1	2 201,57	544,10	404,81	4 200,00	2 542,54	2 137,73
2	2 192,76	541,93	403,19	4 200,00	2 552,71	2 146,28
3	2 183,99	539,76	401,58	4 200,00	2 562,92	2 154,86
4	2 175,25	537,60	399,97	4 200,00	2 573,17	2 163,48
5	2 166,55	535,45	398,37	4 200,00	2 583,46	2 172,13
6	2 157,88	533,31	396,78	4 200,00	2 593,80	2 180,82
7	2 149,25	531,17	395,19	4 200,00	2 604,17	2 189,55
8	2 140,66	529,05	393,61	4 200,00	2 614,59	2 198,30
9	2 132,09	526,93	392,04	4 200,00	2 625,05	2 207,10
10	2 123,56	524,83	390,47	4 200,00	2 635,55	2 215,93
11	2 115,07	522,73	388,91	4 200,00	2 646,09	2 224,79
12	2 106,61	520,64	387,35	4 200,00	2 656,67	2 233,69
13	2 098,18	518,55	385,80	4 200,00	2 667,30	2 242,62
14	2 089,79	516,48	384,26	4 200,00	2 677,97	2 251,59
15	2 081,43	514,41	382,72	4 200,00	2 688,68	2 260,60
<b>Total</b>	<b>32 397,59</b>	<b>7 936,94</b>	<b>5 905,08</b>	<b>63 000,00</b>	<b>39 224,68</b>	<b>32 979,48</b>

A Tabela G12 exibe a análise económica para um ano tipicamente húmido.

**Tabela G12 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,5 kWp – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 430,00 €	-	-	-	-	- 3 430,00 €	- 3 430,00 €	- 3 430,00 €
1	-	371,53 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	322,29 €	319,10 €	-3 110,90 €
2	-	388,98 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	323,84 €	317,46 €	-2 793,44 €
3	-	405,96 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	325,86 €	316,27 €	-2 477,17 €
4	-	423,96 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	327,86 €	315,07 €	-2 162,10 €
5	-	443,04 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	328,78 €	312,82 €	-1 849,28 €
6	-	463,27 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	329,55 €	310,46 €	-1 538,82 €
7	-	484,70 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	329,12 €	306,97 €	-1 231,85 €
8	-	507,43 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	328,39 €	303,27 €	-928,59 €
9	-	531,52 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	326,31 €	298,35 €	-630,23 €
10	-	557,05 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	323,77 €	293,11 €	-337,12 €
11	-	584,11 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	320,71 €	287,46 €	-49,67 €
12	-	612,80 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	316,02 €	280,45 €	230,79 €
13	-	643,21 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	310,61 €	272,92 €	503,71 €
14	-	675,44 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	303,38 €	263,93 €	767,63 €
15	-	709,61 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	295,21 €	254,28 €	1 021,91 €
<b>Total</b>	<b>3 430,00 €</b>	<b>7 802,62 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

De acordo com a Tabela G12, os indicadores económicos são descritos na Tabela G13.

**Tabela G13 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	4,62 %
VAL	1 021,91 €
Payback	11,56 Anos

A Tabela G14 exhibe a análise económica para o mesmo cenário da Tabela G12, mas, agora, é considerado um ano seco.

**Tabela G14 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,5 kWp – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 430,00 €	-	-	-	-	-3 430,00 €	-3 430,00 €	-3 430,00 €
1	-	395,35 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	298,47 €	295,52 €	-3 134,48 €
2	-	412,89 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	299,93 €	294,02 €	-2 840,46 €
3	-	429,88 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	301,94 €	293,06 €	-2 547,40 €
4	-	447,88 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	303,94 €	292,08 €	-2 255,32 €
5	-	466,96 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	304,86 €	290,07 €	-1 965,25 €
6	-	487,18 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	305,64 €	287,93 €	-1 677,32 €
7	-	508,62 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	305,20 €	284,67 €	-1 392,65 €
8	-	531,34 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	304,48 €	281,18 €	-1 111,47 €
9	-	555,43 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	302,39 €	276,49 €	-834,98 €
10	-	580,96 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	299,86 €	271,46 €	-563,52 €
11	-	608,03 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	296,79 €	266,02 €	-297,50 €
12	-	636,71 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	292,11 €	259,23 €	-38,27 €
13	-	667,12 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	286,70 €	251,91 €	213,64 €
14	-	699,36 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	279,46 €	243,12 €	456,76 €
15	-	733,53 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	271,29 €	233,68 €	690,44 €
<b>Total</b>	<b>3 430,00 €</b>	<b>8 161,23 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G14, os indicadores económicos são descritos na Tabela G15.

**Tabela G15 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	3,50 %
VAL	690,44 €
Payback	12,49 Anos

**D) Potência Instalada de 1,75 kWp:**

A Tabela G16 exhibe a análise energética para os primeiros 15 anos.

**Tabela G16 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,75 kWp.**

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
0	-	-	-	-	-	-
1	2 568,49	833,56	620,17	4 200,00	2 465,07	1 844,90
2	2 558,22	830,23	617,69	4 200,00	2 474,93	1 852,28
3	2 547,99	826,91	615,22	4 200,00	2 484,83	1 859,69
4	2 537,79	823,60	612,76	4 200,00	2 494,77	1 867,13
5	2 527,64	820,31	610,31	4 200,00	2 504,75	1 874,60
6	2 517,53	817,03	607,87	4 200,00	2 514,77	1 882,09
7	2 507,46	813,76	605,44	4 200,00	2 524,83	1 889,62
8	2 497,43	810,50	603,01	4 200,00	2 534,93	1 897,18
9	2 487,44	807,26	600,60	4 200,00	2 545,07	1 904,77
10	2 477,49	804,03	598,20	4 200,00	2 555,25	1 912,39
11	2 467,58	800,82	595,81	4 200,00	2 565,47	1 920,04
12	2 457,71	797,61	593,42	4 200,00	2 575,73	1 927,72
13	2 447,88	794,42	591,05	4 200,00	2 586,03	1 935,43
14	2 438,09	791,24	588,69	4 200,00	2 596,38	1 943,17
15	2 428,34	788,08	586,33	4 200,00	2 606,76	1 950,94
<b>Total</b>	<b>37 467,10</b>	<b>12 159,37</b>	<b>9 046,57</b>	<b>63 000,00</b>	<b>38 029,58</b>	<b>28 461,95</b>

A Tabela G17 exhibe a análise económica para um ano tipicamente húmido.

**Tabela G17 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,75 kWp – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 835,00 €	-	-	-	-	-3 835,00 €	-3 835,00 €	-3 835,00 €
1	-	318,97 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	374,85 €	371,14 €	-3 463,86 €
2	-	334,04 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	378,78 €	371,31 €	-3 092,55 €
3	-	348,73 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	383,09 €	371,82 €	-2 720,72 €
4	-	364,29 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	387,53 €	372,41 €	-2 348,32 €
5	-	380,79 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	391,03 €	372,05 €	-1 976,26 €
6	-	398,27 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	394,55 €	371,68 €	-1 604,58 €
7	-	416,81 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	397,01 €	370,30 €	-1 234,28 €
8	-	436,45 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	399,37 €	368,81 €	-865,47 €
9	-	457,28 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	400,54 €	366,23 €	-499,24 €
10	-	479,35 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	401,47 €	363,44 €	-135,80 €
11	-	502,75 €	35,85 €	896,32 €	944,82 €	-597,93 €	-535,94 €	-671,74 €
12	-	527,56 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	401,26 €	356,10 €	-315,64 €
13	-	553,85 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	399,97 €	351,44 €	35,80 €
14	-	581,72 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	397,10 €	345,46 €	381,26 €
15	-	611,26 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	393,56 €	338,99 €	720,25 €
<b>Total</b>	<b>3 835,00 €</b>	<b>6 712,13 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>896,32 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

De acordo com a Tabela G17, os indicadores económicos são descritos na Tabela G18.

**Tabela G18 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	3,50 %
VAL	720,25 €
Payback	10,55 Anos

A Tabela G19 exhibe a análise económica para o mesmo cenário da Tabela G17, mas, agora, é considerado um ano seco.

**Tabela G19 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 1,75 kWp – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	3 835,00 €	-	-	-	-	-3 835,00 €	-3 835,00 €	-3 835,00 €
1	-	340,02 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	353,80 €	350,30 €	-3 484,70 €
2	-	355,18 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	357,64 €	350,60 €	-3 134,10 €
3	-	369,86 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	361,96 €	351,31 €	-2 782,79 €
4	-	385,42 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	366,40 €	352,10 €	-2 430,69 €
5	-	401,92 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	369,90 €	351,95 €	-2 078,74 €
6	-	419,41 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	373,41 €	351,77 €	-1 726,97 €
7	-	437,94 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	375,88 €	350,59 €	-1 376,38 €
8	-	457,59 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	378,23 €	349,29 €	-1 027,09 €
9	-	478,41 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	379,41 €	346,91 €	-680,18 €
10	-	500,49 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	380,33 €	344,31 €	-335,87 €
11	-	523,89 €	35,85 €	896,32 €	944,82 €	-619,07 €	-554,88 €	-890,75 €
12	-	548,69 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	380,13 €	337,35 €	-553,40 €
13	-	574,98 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	378,84 €	332,87 €	-220,53 €
14	-	602,85 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	375,97 €	327,08 €	106,55 €
15	-	632,39 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	372,43 €	320,79 €	427,34 €
<b>Total</b>	<b>3 835,00 €</b>	<b>7 029,03 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>896,32 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G19, os indicadores económicos são descritos na Tabela G20.

**Tabela G20 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	2,52 %
VAL	427,34 €
Payback	11,15 Anos

**E) Potência Instalada de 2 kWp:**

A Tabela G21 exibe a análise energética para os primeiros 15 anos.

**Tabela G21 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2 kWp.**

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
0	-	-	-	-	-	-
1	2 935,42	1 151,92	857,03	4 200,00	2 416,50	1 580,93
2	2 923,68	1 147,31	853,60	4 200,00	2 426,16	1 587,26
3	2 911,98	1 142,72	850,18	4 200,00	2 435,87	1 593,61
4	2 900,34	1 138,15	846,78	4 200,00	2 445,61	1 599,98
5	2 888,73	1 133,60	843,39	4 200,00	2 455,39	1 606,38
6	2 877,18	1 129,06	840,02	4 200,00	2 465,21	1 612,81
7	2 865,67	1 124,54	836,66	4 200,00	2 475,07	1 619,26
8	2 854,21	1 120,05	833,31	4 200,00	2 484,97	1 625,74
9	2 842,79	1 115,57	829,98	4 200,00	2 494,91	1 632,24
10	2 831,42	1 111,10	826,66	4 200,00	2 504,89	1 638,77
11	2 820,09	1 106,66	823,35	4 200,00	2 514,91	1 645,32
12	2 808,81	1 102,23	820,06	4 200,00	2 524,97	1 651,90
13	2 797,58	1 097,82	816,78	4 200,00	2 535,07	1 658,51
14	2 786,39	1 093,43	813,51	4 200,00	2 545,21	1 665,15
15	2 775,24	1 089,06	810,26	4 200,00	2 555,39	1 671,81
<b>Total</b>	<b>42 819,54</b>	<b>16 803,21</b>	<b>12 501,59</b>	<b>63 000,00</b>	<b>37 280,16</b>	<b>24 389,66</b>

A Tabela G22 exibe a análise económica para um ano tipicamente húmido.

**Tabela G22 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2 kWp – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	4 240,00 €	-	-	-	-	-4 240,00 €	-4 240,00 €	-4 240,00 €
1	-	281,46 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	412,36 €	408,28 €	-3 831,72 €
2	-	295,02 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	417,80 €	409,57 €	-3 422,16 €
3	-	308,26 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	423,56 €	411,10 €	-3 011,05 €
4	-	322,29 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	429,53 €	412,77 €	-2 598,28 €
5	-	337,16 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	434,66 €	413,56 €	-2 184,72 €
6	-	352,92 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	439,90 €	414,40 €	-1 770,32 €
7	-	369,63 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	444,19 €	414,30 €	-1 356,02 €
8	-	387,34 €	36,94 €	923,48 €	875,82 €	-551,52 €	-509,32 €	-1 865,34 €
9	-	406,12 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	451,70 €	413,01 €	-1 452,33 €
10	-	426,02 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	454,80 €	411,73 €	-1 040,61 €
11	-	447,11 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	457,71 €	410,25 €	-630,35 €
12	-	469,47 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	459,35 €	407,65 €	-222,71 €
13	-	493,17 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	460,65 €	404,75 €	182,05 €
14	-	518,30 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	460,52 €	400,64 €	582,68 €
15	-	544,93 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	459,89 €	396,13 €	978,81 €
<b>Total</b>	<b>4 240,00 €</b>	<b>5 959,23 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>923,48 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

De acordo com a Tabela G22, os indicadores económicos são descritos na Tabela G23.

**Tabela G23 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	3,77 %
VAL	978,81 €
Payback	10,35 Anos

A Tabela G24 exhibe a análise económica para o mesmo cenário da Tabela G22, mas, agora, é considerado um ano seco.

**Tabela G24 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2 kWp – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	4 240,00 €	-	-	-	-	-4 240,00 €	-4 240,00 €	-4 240,00 €
1	-	300,12 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	393,70 €	389,80 €	-3 850,20 €
2	-	313,76 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	399,06 €	391,20 €	-3 459,00 €
3	-	327,00 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	404,82 €	392,91 €	-3 066,09 €
4	-	341,03 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	410,79 €	394,76 €	-2 671,33 €
5	-	355,90 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	415,92 €	395,73 €	-2 275,60 €
6	-	371,66 €	37,68 €	0,00 €	832,82 €	421,16 €	396,75 €	-1 878,85 €
7	-	388,37 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	425,45 €	396,82 €	-1 482,03 €
8	-	406,08 €	36,94 €	923,48 €	875,82 €	-570,26 €	-526,63 €	-2 008,65 €
9	-	424,86 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	432,96 €	395,88 €	-1 612,78 €
10	-	444,76 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	436,06 €	394,76 €	-1 218,02 €
11	-	465,85 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	438,97 €	393,46 €	-824,56 €
12	-	488,21 €	35,50 €	0,00 €	968,82 €	440,61 €	391,02 €	-433,54 €
13	-	511,91 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	441,91 €	388,29 €	-45,26 €
14	-	537,04 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	441,78 €	384,33 €	339,08 €
15	-	563,67 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	441,15 €	379,99 €	719,06 €
<b>Total</b>	<b>4 240,00 €</b>	<b>5 959,23 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>923,48 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G24, os indicadores económicos são descritos na Tabela G25.

**Tabela G25 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	3,06 %
VAL	719,06 €
Payback	10,81 Anos

**F) Potência Instalada de 2,25 kWp:**

A Tabela G26 exibe a análise energética para os primeiros 15 anos.

**Tabela G26 – Análise Energética para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2,25 kWp.**

Ano	Produção Anual (kWh)	Excedente Anual (kWh)	Armazenamento Anual (kWh)	Consumo Anual sem UPAC e Baterias (kWh)	Consumo Anual só com UPAC (kWh)	Consumo Anual com UPAC e Baterias (kWh)
0	-	-	-	-	-	-
1	3 302,35	1 485,19	1 104,98	4 200,00	2 382,84	1 444,94
2	3 289,14	1 479,25	1 100,56	4 200,00	2 392,37	1 450,72
3	3 275,98	1 473,33	1 096,16	4 200,00	2 401,94	1 456,52
4	3 262,88	1 467,44	1 091,77	4 200,00	2 411,55	1 462,34
5	3 249,83	1 461,57	1 087,41	4 200,00	2 421,20	1 468,19
6	3 236,83	1 455,72	1 083,06	4 200,00	2 430,88	1 474,07
7	3 223,88	1 449,90	1 078,72	4 200,00	2 440,60	1 479,96
8	3 210,98	1 444,10	1 074,41	4 200,00	2 450,37	1 485,88
9	3 198,14	1 438,32	1 070,11	4 200,00	2 460,17	1 491,83
10	3 185,35	1 432,57	1 065,83	4 200,00	2 470,01	1 497,79
11	3 172,61	1 426,84	1 061,57	4 200,00	2 479,89	1 503,78
12	3 159,92	1 421,13	1 057,32	4 200,00	2 489,81	1 509,80
13	3 147,28	1 415,45	1 053,09	4 200,00	2 499,77	1 515,84
14	3 134,69	1 409,79	1 048,88	4 200,00	2 509,77	1 521,90
15	3 122,15	1 404,15	1 044,68	4 200,00	2 519,81	1 527,99
<b>Total</b>	<b>48 171,98</b>	<b>21 664,73</b>	<b>16 118,56</b>	<b>63 000,00</b>	<b>37 760,97</b>	<b>22 291,56</b>

A Tabela G27 exibe a análise económica para um ano tipicamente húmido.

**Tabela G27 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2,25 kWp – Ano Húmido.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	4 645,00 €	-	-	-	-	4 645,00 €	-4 645,00 €	-4 645,00 €
1	-	258,48 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	435,34 €	431,03 €	-4 213,97 €
2	-	271,01 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	441,81 €	433,11 €	-3 780,86 €
3	-	283,25 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	448,57 €	435,38 €	-3 345,48 €
4	-	296,22 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	455,60 €	437,83 €	-2 907,65 €
5	-	309,96 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	461,86 €	439,44 €	-2 468,21 €
6	-	324,54 €	37,68 €	942,05 €	832,82 €	-531,72 €	-500,90 €	-2 969,11 €
7	-	339,98 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	473,84 €	441,96 €	-2 527,16 €
8	-	356,36 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	479,46 €	442,78 €	-2 084,38 €
9	-	373,71 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	484,11 €	442,64 €	-1 641,74 €
10	-	392,11 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	488,71 €	442,42 €	-1 199,31 €
11	-	411,61 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	493,21 €	442,08 €	-757,24 €
12	-	432,28 €	35,50 €	887,45 €	968,82 €	-503,46 €	-446,79 €	-1 204,03 €
13	-	454,19 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	499,63 €	439,01 €	-765,03 €
14	-	477,42 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	501,40 €	436,20 €	-328,82 €
15	-	502,04 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	502,78 €	433,07 €	104,25 €
<b>Total</b>	<b>4 645,00 €</b>	<b>5 483,14 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>1 829,49 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G27, os indicadores económicos são descritos na Tabela G28.

**Tabela G28 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Húmido.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	1,29 %
VAL	104,25 €
Payback	10,59 Anos

A Tabela G29 exhibe a análise económica para o mesmo cenário da Tabela G27, mas, agora, é considerado um ano seco.

**Tabela G29 – Análise Económica para o Kit de Autoconsumo, com uma Potência de 2,25 kWp – Ano Seco.**

Ano	Custos (€)				Proveitos (€)	Cash-Flows (€)		
	Investimento	Energia Adquirida da Rede	Manutenção	Substituição Baterias	Receita	Líquido	Atualizado	Atualizado Acumulado
0	4 645,00 €	-	-	-	-	4 645,00 €	-4 645,00 €	-4 645,00 €
1	-	275,53 €	39,60 €	0,00 €	733,82 €	418,29 €	414,15 €	-4 230,85 €
2	-	288,13 €	39,21 €	0,00 €	752,82 €	424,69 €	416,32 €	-3 814,53 €
3	-	300,37 €	38,82 €	0,00 €	771,82 €	431,45 €	418,76 €	-3 395,77 €
4	-	313,34 €	38,44 €	0,00 €	791,82 €	438,48 €	421,37 €	-2 974,40 €
5	-	327,09 €	38,06 €	0,00 €	811,82 €	444,73 €	423,15 €	-2 551,25 €
6	-	341,66 €	37,68 €	942,05 €	832,82 €	-548,84 €	-517,03 €	-3 068,28 €
7	-	357,11 €	37,31 €	0,00 €	853,82 €	456,72 €	425,99 €	-2 642,29 €
8	-	373,48 €	36,94 €	0,00 €	875,82 €	462,34 €	426,97 €	-2 215,33 €
9	-	390,83 €	36,57 €	0,00 €	897,82 €	466,99 €	426,98 €	-1 788,34 €
10	-	409,23 €	36,21 €	0,00 €	920,82 €	471,59 €	426,92 €	-1 361,42 €
11	-	428,73 €	35,85 €	0,00 €	944,82 €	476,09 €	426,73 €	-934,69 €
12	-	449,40 €	35,50 €	887,45 €	968,82 €	-520,58 €	-461,99 €	-1 396,68 €
13	-	471,31 €	35,15 €	0,00 €	993,82 €	482,51 €	423,96 €	-972,72 €
14	-	494,54 €	34,80 €	0,00 €	1 018,82 €	484,28 €	421,31 €	-551,41 €
15	-	519,16 €	34,45 €	0,00 €	1 044,82 €	485,66 €	418,32 €	-133,09 €
<b>Total</b>	<b>4 645,00 €</b>	<b>5 739,91 €</b>	<b>554,60 €</b>	<b>1 829,49 €</b>	<b>13 214,31 €</b>	-	-	-

De acordo com a Tabela G29, os indicadores económicos são descritos na Tabela G30.

**Tabela G30 – Indicadores Económicos Obtidos, para um Ano Seco.**

Indicadores Económicos Obtidos	
TIR	0,62 %
VAL	-133,09 €
Payback	10,99 Anos