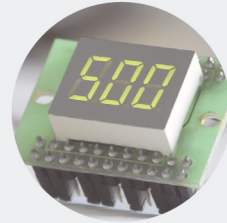


# ESTUDO DE VIABILIDADE DE MODELOS DE NEGÓCIOS INOVADORES NO ÂMBITO DO NOVO DECRETO-LEI SOBRE O AUTOCONSUMO NA PENÍNSULA IBÉRICA

**TAIS OLINDA DOS SANTOS**

julho de 2020



# ESTUDO DE VIABILIDADE DE MODELOS DE NEGÓCIOS INOVADORES NO ÂMBITO DO NOVO DECRETO-LEI SOBRE O AUTOCONSUMO NA PENÍNSULA IBÉRICA

**TAIS OLINDA DOS SANTOS**

Julho de 2020

# ESTUDO DE VIABILIDADE DE MODELOS DE NEGÓCIOS INOVADORES NO ÂMBITO DO NOVO DECRETO-LEI SOBRE O AUTOCONSUMO NA PENÍNSULA IBÉRICA

Taís Olinda dos Santos



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2020**



Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Taís Olinda dos Santos, Nº 1180060, 1180060@isep.ipp.pt

Orientação científica: Professor Doutor Manuel Azevedo, mpa@isep.ipp.pt

Empresa: PH Energia Lda - <https://energiasimples.pt/>

Coorientador: Carlos Silva, email: carlos.silva@energiasimples.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2020**



Dedicado a Deus - Senhor de todas as coisas, a minha família, amigos, professores e colegas de curso.



## *Agradecimentos*

Em primeiro lugar, quero agradecer a Deus pelo dom da vida, pelo amor e por toda misericórdia. A Ele toda honra e glória para sempre.

Agradeço a todos os familiares e amigos que me apoiaram e incentivaram a chegar até aqui.

Ao meu pai por toda a disponibilidade de mudança e apoio para realização deste curso. Também a Cláudia, por ter embarcado nessa conosco e ter me apoiado em casa, cuidando de minhas filhas com todo carinho para que eu pudesse estudar e trabalhar.

A minha mãe, pelo amor e apoio, especialmente, por cuidar de tudo para mim no Brasil.

Às minhas meninas quero agradecer pelo amor, por serem os pilares que me sustentam e pela compreensão aos momentos de ausência.

A todos os familiares que, direta ou indiretamente, contribuíram para o sucesso desta jornada.

Ao meu orientador, Professor Doutor Manuel Azevedo, pela oportunidade de estágio na empresa Energia Simples e pelos conhecimentos que pude adquirir.

Ao meu coorientador, Engenheiro Carlos Silva, pela disponibilidade e partilha de conhecimentos.

Aos meus amigos e colegas, que me acompanharam ao longo do meu percurso acadêmico, pela amizade, ajuda e pelos momentos partilhados.

Agradeço também aos docentes do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do ISEP pelos ensinamentos.





## *Resumo*

Com o crescente aumento das energias renováveis a nível Europeu e mundial, a energia solar fotovoltaica está a obter destaque para o uso da tecnologia em forma de produção para consumo próprio, o autoconsumo onde os produtores são chamados de *prosumers*.

Com vista ao crescimento do número de instalações, muitas destas não possuem espaço físico para instalação de painéis, ou não possuem capital para investir, dentre outros fatores que levaram a necessidade de revisão das leis para permitir o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia. De forma a adequar as legislações e permitir novas formas de uso e partilha da energia solar, atendendo a diretiva europeia, Portugal e Espanha publicaram novos decretos de lei que já estão em vigor.

A presente dissertação pretende avaliar o impacto destas novas legislações sobre o regime de autoconsumo no mercado Ibérico. Para tal, é feito um estudo com dois cenários de comunidade de energia em Portugal, estimando as necessidades de troca de energia com a rede.

### *Palavras-Chave*

Autoconsumo, Mercado Ibérico, Autoconsumo Coletivo, Comunidades de Energia Renovável, Análise Económica Fotovoltaica.



## *Abstract*

With the huge increase in renewable energies at European and global level, solar photovoltaic energy is highlighting the use of technology in the form of production for self-consumption, where the producers are named prosumers.

In view of the growth in the number of installations, many of them do not have physical space to install panels, or do not have capital to invest, among other factors that led to the need to review the laws to allow collective self-consumption and energy communities. In order to adapt the laws and allow new forms of use and sharing of solar energy, in accordance with the European Directive, Portugal and Spain have published new legislations that are already in force.

This thesis aims to evaluate the impact of these new legislations on the self-consumer regime in the Iberian market. To this end, a study is carried out with two scenarios of energy community in Portugal, estimating the needs of energy exchange with the grid.

### *Keywords*

Self-consumption, Iberian Market, Collective Self-consumption, Renewable Energy Communities, Photovoltaic Economic Analysis.



# Índice

<b>AGRADECIMENTOS.....</b>	<b>I</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>IV</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>VI</b>
<b>ÍNDICE.....</b>	<b>VIII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS.....</b>	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE EQUAÇÕES.....</b>	<b>XX</b>
<b>ACRÓNIMOS.....</b>	<b>XXII</b>
<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	2
1.2.OBJECTIVOS.....	2
1.3.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO.....	3
<b>2. ESTRUTURA DOS SECTORES ELÉTRICOS NA PENÍNSULA IBÉRICA.....</b>	<b>5</b>
2.1.ORGANIZAÇÃO GERAL DOS SECTORES ELÉTRICOS.....	5
2.2.EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (PRE) NA PENÍNSULA IBÉRICA.....	13
2.3.IMPACTOS DA INSERÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	14
<b>3. MERCADOS NA PENÍNSULA IBÉRICA.....</b>	<b>17</b>
3.1.CONTEXTO ATUAL DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
3.2.PORTUGAL.....	21
3.3.ESPAÑA.....	27
<b>4. LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO.....</b>	<b>31</b>
4.1.LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO EM PORTUGAL.....	31
4.2.LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO EM ESPANHA.....	47
4.3.COMPARATIVO DA LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO NA PENÍNSULA IBÉRICA.....	63
<b>5. MODELOS DE NEGÓCIOS.....</b>	<b>67</b>
5.1.AUTOCONSUMO COLETIVO.....	69
5.2.COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL.....	70
<b>6. ANÁLISE DE DADOS.....</b>	<b>73</b>

6.1.CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS .....	73
6.2.CRIAÇÃO DAS COMUNIDADES .....	76
<b>7. CASO DE ESTUDO .....</b>	<b>85</b>
7.1.CENÁRIO 1: COMUNIDADE COM 1 UPAC E 2 UNIDADES CONSUMIDORAS .....	85
7.2.CENÁRIO 2: COMUNIDADE COM 2 UPAC E 4 UNIDADES CONSUMIDORAS .....	90
<b>8. CONCLUSÕES.....</b>	<b>97</b>
8.1.PERSPETIVAS DE TRABALHOS FUTUROS .....	99
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>101</b>



## *Índice de Figuras*

Figura 1: Organização do Sistema Elétrico Nacional	6
Figura 2: Estrutura do Sistema Elétrico Espanhol (Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI, 2008))	10
Figura 3 - Sequência no tempo dos mercados e processos no MIBEL (OMIE, 2014).	18
Figura 4 - Formação de Preço e Margem de Lucro para os Produtores que entram em Mercado SPOT (Cúmano, 2015)	19
Figura 5 - Mercado intradiário no MIBEL. Horizonte de tempo das seis sessões (OMIE, 2014).	20
Figura 6 - Preço Médio de Energia no Mercado Diário para os Últimos 13 Anos, baseado em (OMIE, 2020)	24
Figura 7 - Exemplo ilustrativo do processo de registo de uma UPAC.	39
Figura 8 – Potência Descentralizada Instalada (DGEG, 2020).	46
Figura 9 – Prazos para emissão de informação	54
Figura 10 – Contador bidirecional para todas as modalidades de autoconsumo (Unión Española Fotovoltaica (UNEF, 2020)).	55
Figura 11 – Contador bidirecional e contador de geração líquida (UNEF, 2020).	56
Figura 12 – Configuração sem equipamento no ponto de fronteira (UNEF, 2020).	56
Figura 13 – Total de potência contratada anual para instalações de potência $\leq 10$ kW, baseado em (Ministerio para la Transición Ecológica).	61
Figura 14 - Total de potência contratada anual para instalações de potência $> 10$ kW, baseado em (Ministerio para la Transición Ecológica).	61

Figura 15 - Total de potência contratada anual para instalações tipo 2 da secção 2, baseado em (Ministerio para la Transición Ecológica).	62
Figura 16 – Autoconsumo coletivo (PH Energia, Lda).	69
Figura 17 – Comunidade de Energia Renovável (PH Energia, Lda).	71
Figura 18 -: Ilustração dos casos de estudo	74
Figura 19 – Fluxo financeiro do projeto, com tempo de retorno do investimento.	77
Figura 20 - Fluxo financeiro do investimento na UPAC 2, com tempo de retorno do investimento.	80
Figura 21 - Fluxo financeiro do investimento nas UPAC 1 e UPAC 2 em conjunto, com tempo de retorno do investimento.	82
Figura 22 – Cenário 1	86
Figura 23 – Diagrama de dados da UPAC em 2019	88
Figura 24 – Energia partilhada na CER referente Cenário 1.	89
Figura 25 – Cenário 2	91
Figura 26 - Diagrama de dados das UPAC 1 e UPAC 2 em 2019.	92
Figura 27 - Energia partilhada na CER referente Cenário 2.	93





## *Índice de Tabelas*

Tabela 1 - Produção de eletricidade por tecnologia (TWh) (ERSE)	7
Tabela 2 - Ativos de rede da EDP Distribuição em exploração de 2014 até 2018 (EDP Distribuição, 2016), (EDP Distribuição, 2017), (EDP Distribuição, 2019), (EDP Distribuição, 2019).	7
Tabela 3 - Produção de eletricidade por tecnologia (GWh) (REE)	11
Tabela 4 - Instalações da rede de transporte de energia elétrica em Espanha (REE, 2019)	12
Tabela 5 - Evolução da produção de energia renovável e não renovável na Península Ibérica	13
Tabela 6 - Diferenças na fatura entre mercado regulado e o mercado liberalizado (ERSE)	22
Tabela 7 - Valores Médios Anuais para os Anos de 2019 e 2020, Baseados em (ERSE, 2020).	25
Tabela 8 – Coeficientes de perdas 2020	28
Tabela 9 - TAR aos consumidores, aos autoconsumidores pela energia demandada da rede e aos produtores pelos consumos próprios.	29
Tabela 10 - TAR aos autoconsumidores pela energia autoconsumida no caso de instalações próximas através da rede.	29
Tabela 11 - TAR para os pontos de recarga de veículos elétricos de acesso público	29
Tabela 12 - Processo de Licenciamento das UPAC	33
Tabela 13 - Principais características do Decreto-Lei n° 162/2019	45
Tabela 14 - Acesso e conexão das modalidades de autoconsumo	53

Tabela 15 – Regime económico e mecanismo de compensação simplificada, baseada em (BOE, 2019)	58
Tabela 16 - Principais características do Real Decreto nº 244/2019	60
Tabela 17 – Comparativo Decretos e Lei na Península Ibérica	64
Tabela 18 - Tarifas de Acesso às Redes em MT em 2019	75
Tabela 19 – Termos de Energia por período horário (€/kWh)	75
Tabela 20 – Resumo dos Dados Económicos da Central 1	77
Tabela 21 – Benefícios económicos da central UPAC 1	78
Tabela 22 – Resumo dos Dados Económicos da Central 1 e da Central 2	79
Tabela 23 - Benefícios económicos da central UPAC 2	80
Tabela 24 – Resumo dos Dados Económicos da Central 1 e da Central 2 em conjunto	81
Tabela 25 - Benefícios económicos das centrais UPAC 1 e UPAC 2	82
Tabela 26 – Poupança de investimento em conjunto das Centrais	83
Tabela 27 – Resumo dos dados do Cenário 1.	87
Tabela 28 – Dados de consumo Cenário 1	87
Tabela 29 – Valores de excedentes do Cenário 1.	88
Tabela 30 – Poupanças Comunidade e UPAC	90
Tabela 31 – Resumo dos dados do Cenário 2.	91
Tabela 32 – Dados de consumo Cenário 2.	92
Tabela 33 – Valores de excedentes do Cenário 2.	93
Tabela 34 – Poupanças Comunidade e pelas UPAC	94







## *Índice de Equações*

Equação 1 – Tarifas de vendas a clientes finais	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Equação 2 – Termo de energia	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Equação 3 – Cálculo das economias	86



## *Acrónimos*

AT	Alta Tensão
BOE	Boletín Oficial del Estado
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CCAA	Comunidades Autónomas
CER	Comunidades de Energia Renovável
CERES	Certificados de Energia Renovável
CIEG	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DSEE	Direção de Serviços de Energia Elétrica
EEGO	Entidade Emissora de Garantias de Origem

EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo
ENSE	Entidade Nacional para o Setor Energético
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
GGs	Gestão Global do Sistema
IU	Instalações de Utilização
MAT	Muito Alta Tensão
MD	Média Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OLMC	Operação Logística de Mudança de Comercializador
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Português, S.A.
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PNIEC	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PVPC	Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RD	Real Decreto
REE	Rede Elétrica de Espanha

REN	Rede Elétrica Nacional
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SAP	Serviços Auxiliares de Produção
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico Público
TAR	Tarifa de Acesso às Redes
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de produção para autoconsumo ou da CER





# 1. INTRODUÇÃO

O mundo da energia é marcado por uma série de disparidades profundas: a lacuna entre a promessa de energia para todos e o facto de quase mil milhões de pessoas ainda não terem acesso à eletricidade, a lacuna entre as últimas evidências científicas que destacam a necessidade de cortes cada vez mais rápidos nas emissões globais de gases com efeito de estufa e os dados que mostram que as emissões relacionadas com a energia atingiram outro pico histórico em 2018, a lacuna entre as expectativas de transições energéticas rápidas e orientadas para as energias renováveis e a realidade dos sistemas energéticos de hoje, nos quais a dependência dos combustíveis fósseis permanece elevada (AIE, 2019).

No seguimento das diretivas e metas europeias, novas políticas de incentivo para produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável (FER) estão a ser implementadas em Portugal e Espanha para tornar mais apelativa financeiramente a produção descentralizada, nomeadamente a produção para consumo direto nas instalações por parte de um ou mais consumidores, provenientes de instalações de produção próximas às de consumo e associadas aos mesmos, denominada por autoconsumo.

Na presente dissertação são apresentados de forma resumida os setores elétricos de Portugal e de Espanha, como funcionam os mercados de energia na Península Ibérica e a composição das tarifas, bem como o enquadramento das políticas energéticas para o autoconsumo e os novos modelos de negócios que tais legislações permitem. São apresentados dois casos de estudo de comunidades de energia.

Diante do exposto, este capítulo apresenta a contextualização e a motivação do trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação, os objetivos do mesmo e a organização do relatório.

## **1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO**

O regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva EU 2018/2001, tem resultado na revisão da legislação do setor dos países da União Europeia (UE).

Com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica em 2050, em linha com as metas da UE, conforme definido no Plano Nacional de Energia -Clima para o horizonte 2021 -2030 (PNIEC Portugal, 2019), Portugal estabeleceu como meta a contribuição das renováveis em 47% do consumo total de energia em 2030. Em Espanha, visando o mesmo objetivo, o Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNIEC) 2021-2030 (PNIEC Espanha, 2019), estabeleceu como meta 42% da contribuição das renováveis sobre o consumo final de energia.

A promoção da utilização de energia de fontes renováveis frisa a crescente importância do autoconsumo de eletricidade renovável, consagrando definição de autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, bem como de comunidades de energia renovável (DRE, 2019a).

As novas legislações, nomeadamente de Espanha e Portugal, preveem um quadro normativo que permitirá aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade sem serem confrontados com encargos desproporcionados (DRE, 2019a)(Boletín Oficial del Estado (BOE, 2019)).

## **1.2. OBJECTIVOS**

Pretende-se através desta dissertação estudar as legislações em vigor que regulam o autoconsumo em Portugal e Espanha, fazendo uma análise e comparação das mesmas. O objetivo principal é analisar a viabilidade técnico-financeira de novos modelos de negócio perante o novo paradigma do autoconsumo, nomeadamente na gestão das comunidades de energia renovável.

### **1.3. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO**

No capítulo 2 é feita uma síntese dos setores elétricos de Portugal e Espanha, a forma como são estruturados e os impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição.

No capítulo 3 são apresentados os mercados na Península Ibérica e o contexto atual dos mesmos, como forma de explicar a formação das tarifas de energia. Já o capítulo 4 apresenta as atuais legislações de autoconsumo nos dois países, sintetizando as mesmas. O capítulo 5 descreve os modelos de negócios de autoconsumo. A análise de dados é feita no capítulo 6 e os casos de estudo no capítulo 7.

No último capítulo são reunidas as principais conclusões dos modelos estudados de autoconsumo e a perspetiva de futuros desenvolvimentos.



## 2. ESTRUTURA DOS SECTORES ELÉTRICOS NA PENÍNSULA IBÉRICA

### 2.1. ORGANIZAÇÃO GERAL DOS SECTORES ELÉTRICOS

#### 2.1.1. PORTUGAL

A disponibilização de energia elétrica em termos adequados às necessidades dos consumidores, quer qualitativa quer quantitativamente, constitui um objetivo fundamental das atividades que integram o Sistema Elétrico Nacional (SEN) (ERSE, 2019). O setor elétrico de Portugal envolve diversas empresas e agentes e está em constante mudança para se adaptar aos desafios e metas europeias.

O Sistema Elétrico Nacional está esquematicamente descrito no diagrama que se apresenta na Figura 1.

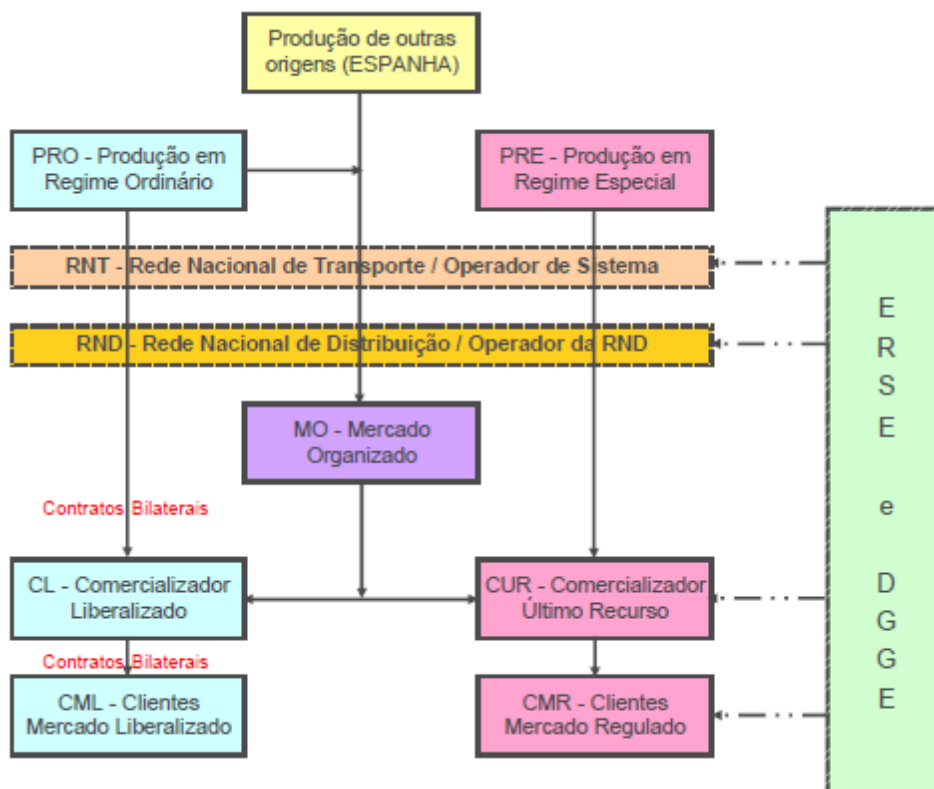


Figura 1: Organização do Sistema Elétrico Nacional<sup>1</sup>

Atualmente a eletricidade é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás natural, fuel, gasóleo, água, vento, sol, biomassa, resíduos). A REN - Rede Elétrica Nacional opera a Rede Nacional de Transporte (RNT) que liga os produtores aos centros de consumo, sendo a única entidade de transporte de eletricidade em Portugal, no âmbito de um contrato de concessão estabelecido com o Estado Português (REN, 2019a), efetuando a Gestão Global do Sistema e a atividade de transporte de energia elétrica.

No que diz respeito à atividade de produção de energia elétrica, existem dois regimes legais: (i) produção em regime ordinário (PRO), relativa à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos, e (ii) produção em regime especial (PRE), relativa à cogeração e à produção elétrica a

---

<sup>1</sup> (Sousa, Martins, & Rodrigues, 2009).

partir da utilização de fontes de energia renováveis (REN, 2019a). A Tabela 1 apresenta a Produção, por tecnologia, nos últimos cinco anos em Portugal.

Tabela 1 - Produção de eletricidade por tecnologia (TWh) (ERSE)

Ano	2015	2016	2017	2018	2019
Albufeira (líq. bombagem) + Fio de Água	7,3	13,76	4,49	10,67	7,09
Carvão	13,68	11,7	13,61	11,12	5,09
Gás Natural, Fuel e Gasóleo	5,24	7,37	13,48	10,13	11,63
Outra renovável	0,82	1,33	0,61	1,09	1,06
PRE Eólica	11,33	12,19	11,97	12,35	13,45
PRE Fotovoltaica	0,76	0,78	0,85	0,83	1,05
PRE Térmica	7,54	7,2	7,29	7,35	7,55
Saldo Importador	2,27	0	0	0	3,42
Saldo Exportador	0	-5,09	-2,69	-2,66	0

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão. As redes de distribuição de baixa tensão são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores (REN, 2019a). A operação da rede de distribuição em Portugal continental encontra-se atribuída à EDP Distribuição - Energia, S.A.. Enquanto operador da rede de distribuição, a EDP Distribuição - Energia, S.A. desenvolve as atividades reguladas de Distribuição de Energia Elétrica e de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (ERSE, 2020a). As instalações e os equipamentos em serviço, na rede operada pela EDP Distribuição, entre 2014 e 2018, eram os indicados na Tabela 2.

Tabela 2 - Ativos de rede da EDP Distribuição em exploração de 2014 até 2018 (EDP Distribuição, 2016), (EDP Distribuição, 2017), (EDP Distribuição, 2019), (EDP Distribuição, 2019).

	2014	2015	2016	2017	2018	%14/18
<b>Subestações</b>						
Nº de subestações	416	419	434	433	432	3,70%
Nº de transformadores	725	731	766	768	777	6,69%
Potência instalada (MVA)	17 401	17 608	17 671	17 689	17 700	1,69%
<b>Linhas (incluindo ramais, em km)</b>	<b>81 694</b>	<b>82 175</b>	<b>82 558</b>	<b>82 846</b>	<b>83 089</b>	<b>1,68%</b>
<b>Aéreas</b>	<b>67 208</b>	<b>67 337</b>	<b>67 596</b>	<b>67 781</b>	<b>67 920</b>	<b>1,05%</b>
AT (60/130 kV)	8 844	8 904	8 990	8 999	9 008	1,82%
MT (6/10/15/30 kV)	58 184	58 433	58 606	58 782	58 912	1,24%
<b>Cabos Subterrâneos</b>	<b>14 666</b>	<b>14 839</b>	<b>14 962</b>	<b>15 065</b>	<b>15 169</b>	<b>3,32%</b>
AT (60/130 kV)	531	523	526	530	535	0,75%
MT (6/10/15/30 kV)	14 135	14 316	14 436	14 535	14 635	3,42%
<b>Postos de Transformação de Distribuição</b>						
Unidades	66 719	67 063	68 255	68 593	68 933	3,21%
Potência instalada (MVA)	19 969	19 993	20 370	20 479	20 599	3,06%
<b>Redes BT (km)</b>	<b>141 829</b>	<b>142 325</b>	<b>142 834</b>	<b>143 219</b>	<b>143 440</b>	<b>1,12%</b>
Aéreas (230/400 V)	108 586	108 936	109 291	109 572	109 725	1,04%
Subterrâneas (230/400 V)	33 243	33 389	33 543	33 647	33 715	1,40%

Analisando os dados da Tabela 2, conclui-se que no final do ano de 2018 a potência instalada nas 432 subestações era de 17.700 MVA, correspondendo a um aumento de 1,69% em relação ao ano de 2014. Com relação aos Postos de Transformação de Distribuição, do total de 68.933 unidades, com potência instalada de 20.599 MVA em 2018, teve um aumento de 3,06% em relação ao ano de 2014. Em 2018, com relação à extensão das redes aéreas e subterrâneas AT (Alta Tensão) e MT (Média Tensão) observa-se um aumento de 1,68% e as redes BT (Baixa Tensão) de 1,12%, em face de 2014.

As empresas de comercialização de eletricidade são responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a faturação e o serviço ao cliente. Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela Entidade Reguladora - ERSE. Estão sujeitos a obrigações de serviço público no que respeita à qualidade, ao abastecimento contínuo de eletricidade e devem disponibilizar aos seus clientes acesso à informação de forma simples e compreensível. (REN, 2019a).

No mercado liberalizado os consumidores podem mudar de comercializador livremente, sem qualquer custo associado, sempre que encontrarem ofertas mais adequadas ao seu tipo de consumo. Os contratos de fornecimento de eletricidade podem ter um período de fidelização associado, porém, deve integrar uma das cláusulas do contrato e ser explicado ao consumidor com a demonstração da vantagem associada (ERSE, 2017). Geralmente os clientes Baixa Tensão Normal (BTN) não possuem fidelização, mas, os comercializadores estabelecem períodos de fidelização para os clientes em regime de tensão Baixa Tensão Especial (BTE), MT, AT e Muito Alta Tensão (MAT), com penalização para incumprimentos destes períodos.

Para garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores economicamente vulneráveis, cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade ou em zonas ou segmentos de mercado onde não existam propostas de fornecimento no mercado livre, existe o comercializador de último recurso (CUR). Nos Açores e na Madeira existe apenas um comercializador, que é o CUR e aplica tarifas de fornecimento reguladas pela ERSE (ERSE, 2020b).

Nos termos da Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, os consumidores que ainda estão a ser fornecidos por um comercializador de último recurso dispõem de um período transitório até 31 de dezembro de 2020 para escolherem um novo fornecedor de eletricidade (ERSE, 2020b).

### **2.1.2. ESPANHA**

O fornecimento de energia elétrica é definido como a entrega de energia através das redes de transporte e distribuição, mediante consideração económica, nas condições de regularidade e qualidade exigidas. As atividades voltadas para o fornecimento de eletricidade são: produção, transporte, distribuição, comercialização e trocas intracomunitárias e internacionais, bem como a gestão económica e técnica do sistema elétrico (Secretaría de Estado de Energía (SEE, 2019a)).

A Lei 54/1997 de 27 de novembro, sobre o Setor Elétrico, promulgou a liberalização das atividades de produção e comercialização de energia elétrica, permanecendo reguladas, sob um regime de monopólio natural, as atividades de transporte, distribuição e gestão económica e técnica do sistema. Até então, a atividade do setor estava concentrada em empresas caracterizadas por uma acentuada estrutura vertical e que exerciam monopólio nas diferentes regiões espanholas (SEE, 2019a).

A atual Lei que regula a estrutura e o funcionamento do setor é a Lei 24/2013, de 26 de dezembro. Esta Lei mantém a distinção entre atividades regulamentadas e não regulamentadas, já incluídas na norma anterior, ao mesmo tempo em que impulsiona a concorrência efetiva no setor, introduzindo, entre outras medidas, um aumento da concorrência na comercialização de referência, melhorando a posição do consumidor em termos de informações disponíveis e facilitando os processos de mudança de fornecedores (SEE, 2019a). A Figura 2 identifica a estrutura do Sistema Elétrico Espanhol.

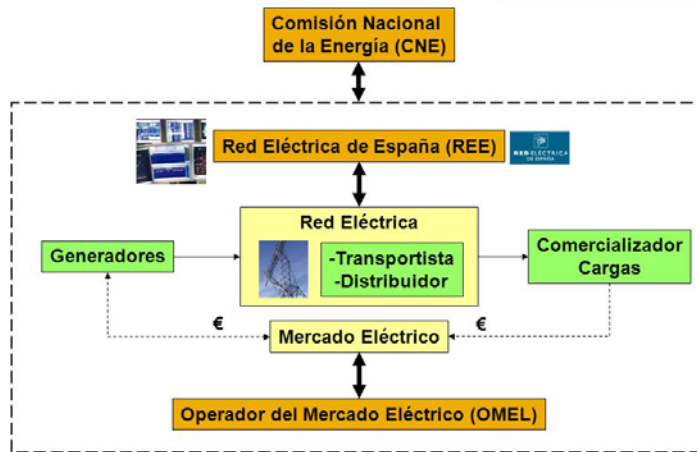


Figura 2: Estrutura do Sistema Elétrico Espanhol (Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI, 2008))

A atividade da rede de transporte de energia elétrica inclui a construção, exploração (manutenção e operação), modificação substancial e encerramento de instalações (CNE e ERSE, 2002), e consiste na rede de transporte primário (instalações com tensão maior ou igual a 380 kV) e na rede de transporte secundário (até 220 kV) (SEE, 2019a).

A REE (Red Eléctrica de España) atua como gestor da rede de transporte. Para isso, gere as infraestruturas elétricas que compõem a rede de transporte e conecta as centrais produtoras com os pontos de distribuição aos consumidores. Como operador da rede de transporte, a REE é responsável pelo desenvolvimento e expansão da rede, pela sua manutenção, por gerir o trânsito de eletricidade entre sistemas externos e a península e por garantir o acesso de terceiros à rede de transporte em condições de igualdade (Rede Eléctrica de Espanha (REE, 2019a)).

O Informe do Sistema Elétrico Espanhol mais recente publicado pela REE, em 2018, informa que a demanda de energia elétrica tem mantido um caminho de crescimento iniciado em 2015, embora com uma taxa inferior a do ano anterior. No sistema peninsular, que representa pouco mais de 94% da demanda espanhola total, o consumo anual de eletricidade foi 0,4% maior que 2017. Corrigidos os efeitos de temperatura e trabalho, o crescimento da demanda de eletricidade atribuível principalmente à atividade económica aumentou para 0,3% em comparação com 2017 (REE, 2019b). A Tabela 3 apresenta a Produção nos últimos 5 anos em Espanha, por tipo de fonte, e o percentual de variação de 2019 em relação a 2018.

Tabela 3 - Produção de eletricidade por tecnologia (GWh) (REE)

<b>BALANÇO ELÉTRICO (GWh)   SISTEMA ELÉTRICO: Nacional</b>						
	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>%19/18</b>
Hidráulica	28.383	36.115	18.451	34.117	23.443	-31,3
Eólica	48.118	47.697	47.907	49.581	53.846	8,6
Solar fotovoltaica	8.244	7.977	8.398	7.766	9.220	18,7
Solar térmica	5.085	5.071	5.348	4.424	5.228	18,2
Hidroelétrica	8	18	20	24	24	1,9
Outras renováveis	3.433	3.426	3.610	3.557	3.649	2,6
Resíduos renováveis	818	785	877	874	898	2,7
<b>Geração renovável</b>	<b>94.088</b>	<b>101.089</b>	<b>84.611</b>	<b>100.344</b>	<b>96.308</b>	
Turbina de bombeamento	2.895	3.134	2.249	1.994	1.545	-22,5
Nuclear	54.662	56.022	55.539	53.198	55.298	3,9
Ciclo combinado	29.027	29.006	37.066	30.044	57.206	90,4
Carvão	52.616	37.314	45.019	37.277	13.117	-64,8
Fuel + Gás	6.484	6.755	7.002	6.683	5.738	-14,1
Cogeração	25.201	25.909	28.212	29.007	29.556	1,9
Resíduos não renováveis	2.480	2.607	2.608	2.435	2.253	-7,5
<b>Geração não renovável</b>	<b>173.366</b>	<b>160.747</b>	<b>177.695</b>	<b>160.637</b>	<b>164.712</b>	
<b>Geração total</b>	<b>267.454</b>	<b>261.836</b>	<b>262.306</b>	<b>260.982</b>	<b>261.020</b>	
Consumos em bombagem	-4.512	-4.828	-3.608	-3.198	-2.715	-15,1
Saldo intercâmbios internacionais	-133	7.658	9.169	11.102	6.538	-41,1
<b>Demanda em b.c.<sup>2</sup></b>	<b>262.808</b>	<b>264.666</b>	<b>267.867</b>	<b>268.886</b>	<b>264.843</b>	

A Tabela 4 apresenta, para cada nível de tensão, a extensão das instalações da rede de transporte em Espanha nos últimos cinco anos. Com os dados, provenientes da previsão de encerramento do ano de 2019, é possível verificar um constante aumento nos quilômetros de circuitos para atender às necessidades de consumo.

<sup>2</sup> Demanda b.c. (barras de central): A energia injetada na rede a partir de centrais de regime ordinário, regime especial e do saldo dos intercâmbios internacionais.

Tabela 4 - Instalações da rede de transporte de energia elétrica em Espanha (REE, 2019)

		2015	2016	2017	2018	2019	2019-2018
Circuito 400 kV (km)	Península	21.181	21.616	21.725	21.727	21.741	14
Circuito ≤ 220 kV (km)	Península	19.004	19.092	19.117	19.192	19.295	102
	Baleares	1.674	1.801	1.809	1.854	1.873	19
	Canárias	1.347	1.354	1.355	1.482	1.549	67
	Total	22.025	22.247	22.281	22.528	22.717	188
<b>Total km de circuito</b>		<b>43.205</b>	<b>43.863</b>	<b>44.006</b>	<b>44.255</b>	<b>44.457</b>	<b>202</b>

Dados provisionais: previsão de colocação em serviço realizada em 13 de dezembro de 2019. Quilômetros de circuito e de capacidade de transformação acumulados a 31 de dezembro.

A atividade de distribuição tem como objetivo principal a transmissão de energia elétrica das redes de transporte para os pontos de consumo com condições de qualidade adequadas estabelecidas, bem como a vendas de eletricidade para os consumidores ou a outros distribuidores mediante tarifas. A atividade de distribuição de energia elétrica inclui a construção, exploração (manutenção e operação), modificação substancial e encerramento de instalações e consiste nas instalações elétricas de tensão inferior a 220kV, salvo as instalações que estejam integradas na rede de transporte (nas Ilhas Baleares e nas Ilhas Canárias são consideradas de transporte as instalações com tensão igual ou superior a 66 kV (SEE, 2019b). Nesta atividade estão regulados os seguintes conceitos: gestão comercial dos distribuidores (contratação, leitura, faturação...), tarifas, tarifas de acesso as redes, qualidade, retribuição de atividade e autorizações o e operação), modificação substancial e encerramento de instalações (CNE e ERSE, 2002).

A atividade de distribuição é realizada por empresas comerciais, espanholas ou europeias com estabelecimento permanente na Espanha, que têm a função de distribuir eletricidade, bem como construir, manter e operar instalações de distribuição (SEE, 2019b). Esta atividade está regulada nos artigos 38 ao 42 da Lei 24/2013 e estabelece que os distribuidores são os gestores das redes de distribuição que operam. Nas Comunidades Autónomas que tiver mais de um gestor da rede de distribuição, no âmbito de suas competências, poderá realizar funções de coordenação das atividades desenvolvidas pelos diferentes gestores (Boletín Oficial del Estado (BOE, 2013)).

A atividade de comercialização é realizada por empresas comercializadoras de energia elétrica que, tendo acesso às redes de transmissão ou distribuição, tem como função a

venda de energia elétrica aos consumidores e demais sujeitos, de acordo com as normas vigentes. É uma atividade não regulada (SEE, 2019a).

A gestão económica é realizada pelo Operador de Mercado, OMIE. Realiza a gestão do mercado grossista de eletricidade, onde os agentes de compra e venda contratam as quantidades necessárias (MWh) a preços transparentes e públicos. É uma atividade regulada e um monopólio natural (Opengy, 2018).

As usinas de geração que não poluem (renováveis) geram Certificados de Energia Renovável (CERES) que, certificados pela CNMC (Comissão Nacional do Mercado da Concorrência), podem ser trocados entre produtores e comercializadores. Dessa maneira, uma comercializadora pode ter CERES equivalentes a toda a energia elétrica que vende ao consumidor, ou seja, pode vender energia limpa e renovável (Opengy, 2018).

## 2.2. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (PRE) NA PENÍNSULA IBÉRICA

Através dos dados das Tabela 1 e Tabela 3, é possível obter a correspondência da penetração da PRE na Península Ibérica, apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 - Evolução da produção de energia renovável e não renovável na Península Ibérica

Evolução da produção de energia renovável e não renovável nacional (GWh) - Portugal					
<b>Geração renovável</b>	<b>20.450</b>	<b>21.500</b>	<b>20.720</b>	<b>21.620</b>	<b>23.110</b>
<b>Geração não renovável</b>	<b>26.220</b>	<b>32.830</b>	<b>31.580</b>	<b>31.920</b>	<b>23.810</b>
<b>Geração total</b>	<b>46.670</b>	<b>54.330</b>	<b>52.300</b>	<b>53.540</b>	<b>46.920</b>
<b>% da Geração Renovável</b>	<b>44%</b>	<b>40%</b>	<b>40%</b>	<b>40%</b>	<b>49%</b>
Evolução da produção de energia renovável e não renovável nacional (GWh) - Espanha					
<b>Geração renovável</b>	<b>94.088</b>	<b>101.089</b>	<b>84.611</b>	<b>100.344</b>	<b>96.308</b>
<b>Geração não renovável</b>	<b>173.366</b>	<b>160.747</b>	<b>177.695</b>	<b>160.637</b>	<b>164.712</b>
<b>Geração total</b>	<b>267.454</b>	<b>261.836</b>	<b>262.306</b>	<b>260.981</b>	<b>261.020</b>
<b>% da Geração Renovável</b>	<b>35%</b>	<b>39%</b>	<b>32%</b>	<b>38%</b>	<b>37%</b>

Analisando as produções nos dois países, apesar da capacidade de geração em Espanha ser maior que a de Portugal, proporcionalmente, o percentual anual de PRE em Portugal é maior que em Espanha.

### **2.3. IMPACTOS DA INSERÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

O aumento da penetração da produção descentralizada, em grande escala, gera impactos na operação e proteção da rede de distribuição em relação à qualidade da energia. A inserção de geração distribuída (GD) implica no aumento da tensão nos pontos de conexão e nas proximidades com as unidades de geração. Devido à natureza intermitente das fontes de energia solar FV e eólica, estas podem causar oscilações de tensão e frequência no sistema elétrico de energia.

A rede de distribuição de energia tem topologia radial, porém, com a GD, o formato do sistema elétrico é alterado, passando a trabalhar na topologia em anel. Há, também, uma alteração do fluxo de potência que era somente sentido concessionária/consumidor, passando a ser bidirecional, causando efeitos adversos na rede de distribuição. Souza et al. (2014, cit. por Dantas & Apolonio<sup>3</sup> (2019)) citou como alternativas de mitigação dos impactos dos níveis de tensão nos pontos de conexão, no caso da GD via fonte solar, como sendo: ajuste na tensão do gerador, novos condutores, divisão do circuito, transformador de distribuição com comutação de cargas, atuação dos inversores através do controle do fator de potência e comandos remotos pela distribuidora.

De acordo com Mahmud<sup>4</sup> (2016), dois importantes aspectos na qualidade de energia são os desafios com a variação de tensão transitória e a distorção harmônica. A regulação de tensão pode ser feita através de métodos usuais: pelo uso de autotransformador que ajusta automaticamente a carga (OLTC), capacitores comutados (SC) e reguladores de tensão (SVR), ou pelo uso de métodos avançados: restrição de geração durante baixa demanda, controle de potência reativa por compensador reativo, controle coordenado de tensão por OLTC baseado em área, inversores nos sites de GD (FV e eólica), mudança e redução de consumo e armazenamento de energia.

---

<sup>3</sup> (Dantas & Apolonio, 2019)

<sup>4</sup> (Mahmud & Zahedi, 2016)

Karimi et al. (2015, cit. por Dantas & Apolonio (2019)) destacou que o sistema fotovoltaico pode ser afetado devido a intermitência da saída de geração ocasionado pela variação da irradiação solar. Destacou também que os problemas de distorção harmônica são evidenciados na alta penetração fotovoltaica, contribuindo nas perdas dos sistemas de distribuição através do aquecimento, devido à conversão de corrente contínua em corrente alternada utilizando o conversor. Ressaltou como medida mitigadora para este problema o uso de filtros harmônicos.

Além dos efeitos na rede elétrica expostos, de forma a assegurar níveis adequados de qualidade de serviço e segurança de abastecimento, deverá ter diversas variáveis para construção de um modelo da rede do futuro. Exemplos de algumas destas variáveis são: sistemas de apoio à gestão, redes inteligentes, agregadores de produtores e consumidores, contadores inteligentes bidirecionais, sistemas de armazenamento, produção local de energia, consumidores ativos, flexibilidade de oferta e procura, veículos elétricos, entre outras.

Os métodos de mitigação comercialmente disponíveis não são eficazes em todos os problemas devido à inclusão da FV, que é naturalmente intermitente. Os métodos de mitigação emergentes incluem principalmente o controlo do VAR de inversores fotovoltaicos, baterias distribuídas e controladores sistema flexível de transmissão AC (FACTS). Destes, os controladores FACTS parecem ser mais eficazes, particularmente os controladores unificados de fluxo de energia (UPFC) (Haque & Wolfs, 2016).



# 3. MERCADOS NA PENÍNSULA IBÉRICA

## 3.1. CONTEXTO ATUAL DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 1998, iniciou-se um processo de cooperação entre os Governos de Portugal e Espanha com o objetivo de promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Progressivamente, após um percurso de construção contínua, houve a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Destacam-se quatro momentos que impulsionaram a sua criação: (i) a celebração, em Novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade; (ii) a assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha; (iii) a XXII.<sup>a</sup> Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006 e, já em Janeiro de 2008, (iv) a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago. O arranque, em toda a dimensão, ocorreu em 1 de julho de 2007, com a harmonização de condições entre os dois sistemas ibéricos, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade (MIBEL, 2020).

São entidades de supervisão do MIBEL, por parte de Espanha, a Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) (anterior Comisión Nacional de Energía (CNE)) e a Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) e, por parte de Portugal, a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos do nº 1, do artigo 10º, do Acordo de Santiago. A supervisão dos mercados definidos no do MIBEL é feita pelas entidades de supervisão de cada Estado, em que estes se constituam, de acordo com a respetiva legislação, nos termos do nº 2, do artigo 10º, do Acordo de Santiago (MIBEL, 2011).

O mercado de produção de eletricidade na Península Ibérica está estruturado no mercado diário, mercado intradiário, mercados a prazo e mercado de serviços de ajuste. Os contratos bilaterais também estão integrados. Na Figura 3 mostra-se a sequência no tempo dos mercados e os processos que se realizam no MIBEL (OMIE, 2014).



Figura 3 - Sequência no tempo dos mercados e processos no MIBEL (OMIE, 2014).

O OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) gere os mercados diários e intradiários. No Mercado Diário, as transações são realizadas para a compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte. O mercado intradiário destina-se a atender à oferta e demanda por energia que pode ocorrer, nas horas seguintes, após o programa diário viável ter sido definido (MIBEL, 2019). O OMIE está regulado pela Lei 24/2013 e, entre outros, pelo Decreto 2019/1997, de 26 de dezembro, pelo qual se organiza e regula o mercado de produção de energia elétrica. No mercado grossista gerido por este operador, os agentes

compradores e vendedores contratam as quantidades que necessitam (MWh) a preços públicos e transparentes (OMIE, 2014).

O preço da energia varia a cada hora no mercado diário, ou mercado SPOT, sendo a plataforma do OMIE responsável por formar os preços para cada hora do dia e cada dia do ano. Os comercializadores e produtores efetuam as ofertas de compra e venda de energia. Cada oferta corresponde a uma quantidade de energia com respetivo preço para cada hora do dia. Assim, ao se ordenarem as ofertas de venda de forma crescente em função do preço, é definida a "curva da oferta". Por outro lado, ao se ordenarem de forma decrescente em preço as ofertas de compra, define-se a "curva da procura". O cruzamento das duas curvas corresponde ao menor preço a que a oferta satisfaz a procura para cada hora do dia seguinte, como se pode ver na Figura 4 (Cúmano, 2015).

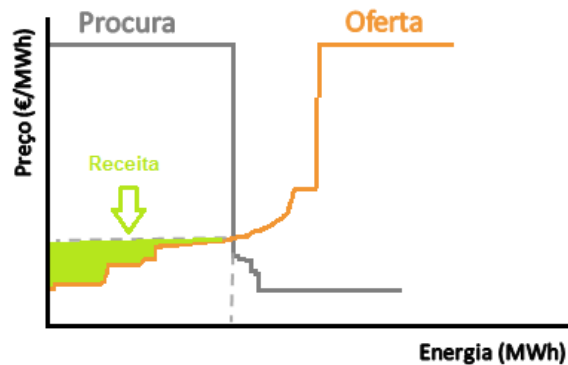


Figura 4 - Formação de Preço e Margem de Lucro para os Produtores que entram em Mercado SPOT (Cúmano, 2015)

No mercado SPOT, os compradores pagam todos o mesmo preço por MWh. Os produtores, por sua vez, também recebem o mesmo valor, definido pelo preço do produtor mais caro a entrar em mercado. Desta forma, a receita unitária para os produtores é a diferença entre o valor de mercado e o custo marginal (custo de produção) de cada produtor (Cúmano, 2015).

Encerrado o mercado diário, e até às 12:45 do dia seguinte, levam-se a cabo seis sessões (Figura 5) do mercado de ajustes (denominados mercados intradiários), que permitem aos compradores e vendedores que assim o desejam, realizar ofertas de compra e venda de energia elétrica para ajustar os seus programas de produção e de consumo às suas melhores previsões do que irão necessitar em tempo real.

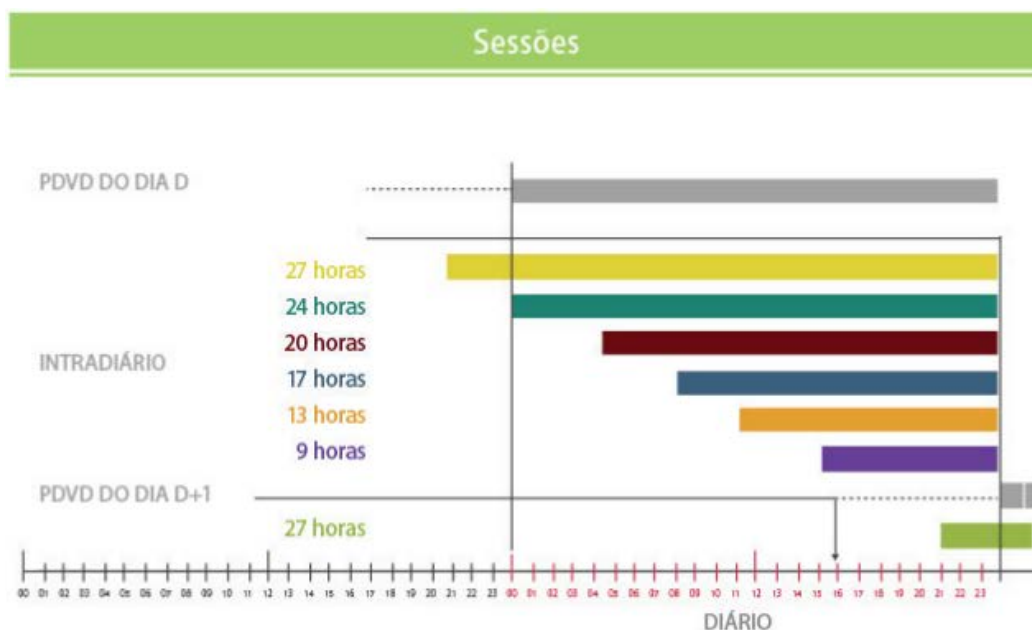


Figura 5 - Mercado intradiário no MIBEL. Horizonte de tempo das seis sessões (OMIE, 2014).

Os contratos bilaterais são geridos pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Português, S.A. (OMIP). No âmbito do Mercado de Derivados encontram-se abertos à negociação produtos com subjacente eletricidade e gás natural e com entrega em Portugal, Espanha, França e Alemanha (futuros, forwards, swaps, opções, FTR), que são diariamente negociados por agentes sediados em Portugal, Espanha bem como em outros países europeus e fora da Europa (OMIP, 2019).

Além do Mercado de Derivados, o OMIP oferece serviços de desenvolvimento, implantação, gestão e operação de soluções de mercado em diversas áreas, nomeadamente energia e telecomunicações. De entre esses serviços salientam-se leilões para atribuição de diversos ativos nomeadamente eletricidade, gás natural, licenças de produção de energia eólica, capacidade na interligação elétrica Portugal-Espanha, capacidade nas infraestruturas do Sistema Nacional Gás Natural, Produção em Regime Especial, licenças de espectro radioelétrico. No mercado retalhista de energia, presta serviços no âmbito do processo de mudança de comercializador (OMIP, 2019).

Conforme referido no capítulo 2, no mercado liberalizado, os consumidores podem escolher o seu comercializador e mudar, sem qualquer custo, sempre que encontrarem ofertas mais adequadas ao seu tipo de consumo. Os comercializadores, que formam as suas

ofertas comerciais livremente, adquirem eletricidade aos produtores no mercado grossista e vendem-na aos clientes, pagando aos respectivos operadores as tarifas reguladas de acesso às redes, definidas pela ERSE (ERSE, 2020b) em Portugal e pela CNMC em Espanha.

## **3.2. PORTUGAL**

### **3.2.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO**

Atualmente mantém-se em curso um processo de extinção do mercado regulado de venda a clientes finais em Portugal continental, com as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental a ter um carácter transitório. Tendo havido várias revisões da data final da sua extinção, está neste momento previsto que o mercado regulado em Portugal continental seja extinto<sup>5</sup> até 31 de dezembro de 2020 (ERSE, 2019a).

A tarifa que os comercializadores devem aplicar aos consumidores finais deve ter em conta as tarifas para cada atividade regulada, de forma a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades. Como cada atividade regulada está associada a uma tarifa, o sistema tarifário é a soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, quer tarifas de Acesso às Redes, quer as tarifas de Venda a Clientes Finais e deve garantir a transparência, a equidade e a justiça do sistema tarifário.

São três as parcelas pagas pelo consumidor final no preço de fornecimento de eletricidade: redes, energia e impostos sobre a fatura de fornecimento. O valor das redes representa o montante relacionado com as infraestruturas que transportam a energia elétrica desde a sua produção até ao consumidor final. O valor da energia está relacionado com o custo da energia elétrica consumida. Por fim, os impostos designam os vários tipos de tributação definidos pelo poder governativo<sup>6</sup> (ERSE, 2019a).

---

<sup>5</sup> O mercado regulado manter-se-á para os consumidores vulneráveis no quadro da aplicação da tarifa social.

<sup>6</sup> No caso português, os impostos incluem o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). Este último imposto é aplicado atualmente pela taxa mais elevada de 23%, com exceção da alteração introduzida a 1 de julho de 2019 (o termo de potência da tarifa de Acesso às Redes no fornecimento de eletricidade é tributado à taxa reduzida de IVA de 6%, para consumidores com potências contratadas até 3,45 kVA).

As tarifas de acesso às redes, aprovadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e pagas por todos os consumidores de energia elétrica, incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição. Os clientes que escolherem o seu comercializador no mercado livre pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente os preços de fornecimento de Energia e de Comercialização com o seu comercializador, incluindo a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC). A soma destas quatro tarifas é designada por tarifa de Acesso às Redes. Relativamente à parcela da energia, esta é negociada livremente com o comercializador do mercado livre, enquanto a parcela dos impostos é definida pelo Estado português (ERSE, 2019a).

Em comparação, um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como também pela parcela da energia. Para além de pagar as mesmas tarifas pelas redes que um consumidor do mercado liberalizado, o consumidor do mercado regulado também está sujeito à Tarifa de Energia e à Tarifa de Comercialização, referentes à parcela de energia. A soma das tarifas reguladas para as parcelas de redes e de energia é designada por tarifa de Venda a Clientes Finais (ERSE, 2019a).

Estando em curso um processo de liberalização do mercado de eletricidade em Portugal continental, decidiu-se denominar a tarifa integral no mercado regulado de Portugal continental por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais. Este carácter «transitório» não se verifica nas duas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, uma vez que está previsto manter o regime de tarifas reguladas dada a incapacidade de criar condições concorrenciais na produção e comercialização de eletricidade nesses dois mercados insulares (ERSE, 2019a).

As diferenças na fatura de eletricidade entre o mercado regulado e o mercado liberalizado podem resumir-se conforme Tabela 6.

Tabela 6 - Diferenças na fatura entre mercado regulado e o mercado liberalizado (ERSE)

<b>MERCADO LIBERALIZADO</b>		<b>MERCADO REGULADO</b>
Tarifa de acesso às redes	=	Tarifa de acesso às redes
Energia + Comercialização	≠	Tarifa de energia + Tarifa de Comercialização
Taxas + Impostos	=	Taxas + Impostos
<span style="background-color: #fce4d6; border: 1px solid #ccc; padding: 2px;"> </span> valor fixado pela ERSE		<span style="background-color: #fff9c4; border: 1px solid #ccc; padding: 2px;"> </span> valor definido por cada comercializador <span style="background-color: #e8f5e9; border: 1px solid #ccc; padding: 2px;"> </span> valor fixado pelo Estado

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo os impostos aplicados, definida pela Equação 1.

$$T_f = T_E + T_{AR} + T_C$$

Equação 1 – Tarifas de vendas a clientes finais

Onde:  $T_f$  – Tarifa Final

$T_E$  – Tarifa de Energia

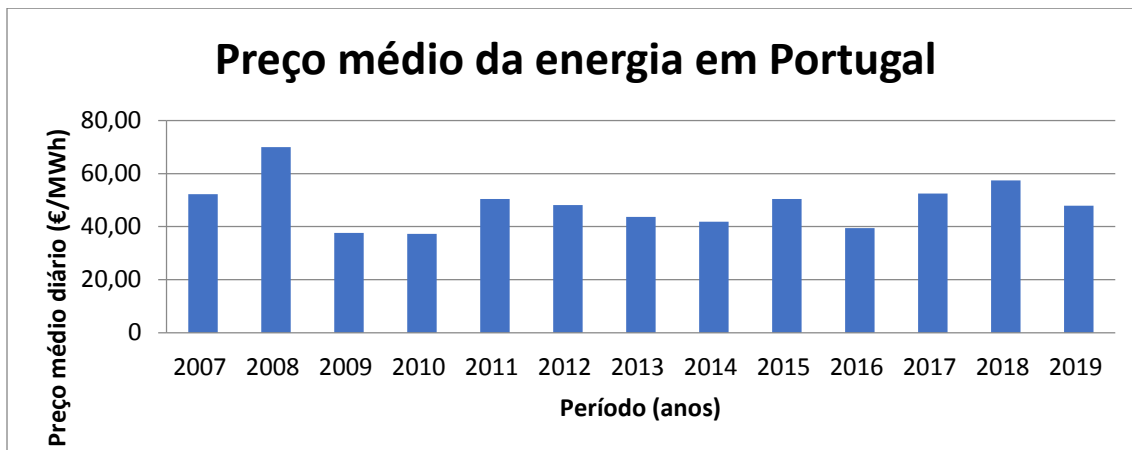
$T_{AR}$  – Tarifa de Acesso às Redes, composta pela Tarifa de Uso da Rede de Transporte, Tarifa de Uso da Rede de Distribuição, Tarifa de Uso Global do Sistema e Tarifa de Operação Logística de Mudança do Comercializador.

$T_C$  – Tarifa de Comercialização

De referir que no mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes do mercado liberalizado e regulado (ERSE, 2019a).

### **3.2.2. PREÇO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

De acordo com dados da OMIE, é possível verificar a variação de preços no mercado diário de Portugal, nos últimos anos. A Figura 6 apresenta o preço médio aritmético de 2007 até 2019.



**Nota: Os dados de 2007 fazem referência ao período Julho-Dezembro**

Figura 6 - Preço Médio de Energia no Mercado Diário para os Últimos 13 Anos, baseado em (OMIE, 2020)

Devido ao fato do armazenamento de eletricidade possuir alto custo, a oferta precisa ser mais próxima do consumo como forma de garantir a estabilidade do sistema. Os participantes no mercado ficam expostos a riscos, pois precisam ter previsões de carga o mais próximas da realidade da compra quanto possível. Os preços de mercado variam muito, por exemplo, devido ao tipo de geração, condições meteorológicas para produção a partir de fontes renováveis ou medidas políticas.

O mercado de futuros operado pelo OMIP, modelo bilateral ou híbrido, reduz a volatilidade do mercado e do preço em mercado spot, devida, essencialmente, ao problema de armazenamento da energia, mas também às condições de carga e influência de funcionamento dos grupos geradores e linhas de transporte que, por vezes, somente estão disponíveis para um dado período. Aqui, os intervenientes conseguem negociar com entidades conhecidas, ao contrário dos modelos em pool, nos quais as entidades não sabem quem lhes fornece a energia e quem a produz não sabe a quem se destina (Rocha, 2019).

### 3.2.3. PERFIS DE PERDAS NAS REDES ELÉTRICAS

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso das Redes são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário, publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal,

considerados na tarifa de Energia (ERSE, 2019a). Os perfis horários de perdas são diferenciados por rede, de transporte ou de distribuição, e por nível de tensão.

O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), aprovado pelo Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro, prevê a aprovação pela ERSE de perfis de perdas nas redes elétricas na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes (ERSE, 2020).

Nos termos estabelecidos no RARI, os perfis de perdas nas redes elétricas são utilizados para determinação das quantidades de energia elétrica imputáveis aos agentes de mercado no referencial de produção, ou seja, na rede de transporte, com base nos valores de energia ativa dos consumos dos clientes finais. A metodologia de aplicação dos perfis de perdas consta no RARI (ERSE, 2020).

Os perfis de perdas aplicáveis incluem os perfis de perdas para as redes de Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e rede de transporte a montante (AT/RT), e perfis de perdas aplicáveis a clientes ligados em Muito Alta Tensão (MAT).

Tabela 7 - Valores Médios Anuais para os Anos de 2019 e 2020, Baseados em (ERSE, 2020).

Perdas - ERSE					
Ano	Perdas (Média Anual) %	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
2020	14,74%	17,58%	16,55%	12,86%	10,19%
2019	14,58%	17,41%	16,34%	12,75%	10,11%

As perdas nas redes elétricas, nos diversos níveis de tensão, conforme apresentado na Tabela 7, onera no preço das tarifas de forma bastante considerável.

#### **3.2.4. TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende, por um lado, das variações das tarifas de Uso das Redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da variação da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG) (ERSE, 2019b).

O Regulamento Tarifário estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado (ERSE, 2019a).

### **3.2.5. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

Conforme indicado em Principais características da estrutura tarifária do setor elétrico, as tarifas de acesso às redes (TAR) são compostas por quatro tarifas, decompondo-se nos seguintes custos (ERSE, 2019a):

- Tarifa de OLMC: o custo mais relevante está associado à plataforma informática que se encontra dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás natural). São imputados ao consumidor através da variável potência contratada;
- Tarifa de UGS: gestão do sistema, CIEG, garantia de potência, sobrecustos com convergência tarifária das Regiões Autônomas e custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC);
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte:
  - Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND;
  - Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT;
  - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT;
  - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição:
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT;

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

### **3.3. ESPANHA**

#### **3.3.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO**

Existem dois tipos de modalidades de contrato elétrico: contrato com um preço regulado pelo governo (Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor - PVPC) ou contrato com um preço livre (fixado pelo comercializador de eletricidade contratado) (CNMC, 2020a).

A energia elétrica é paga em função de (CNMC, 2020a):

- Consumo (Termo de consumo, ou  $T_c$ ): varia mensalmente, conforme energia ativa consumida;
- Potência Contratada (Termo de potência, ou  $T_p$ ): valor da potência contratada para cada período horário.

As horas do ano que possuem as mesmas características são agrupadas em períodos horários (CNMC, 2020b). Para clientes subscritos ao preço regulado (PVPC) e com potência contratada igual ou inferior a 15kW, a fatura terá três preços, de acordo com os períodos horários: ponta, base e vazio. Para clientes subscritos ao preço livre, terão que estudar os produtos oferecidos pelos comercializadores (CNMC, 2020a). Para os demais clientes, com potência contratada superior a 15kW, a fatura terá seis preços, ou seja, diferencia as horas em seis períodos horários, em função da temporada, do dia da semana e da hora do dia (CNMC, 2020b).

Conforme o Real Decreto Lei 1/2019, de 11 de janeiro, a CNMC é responsável por estabelecer a estrutura e a metodologia para o cálculo das tarifas de acesso às redes de eletricidade destinadas a cobrir a retribuição do transporte e da distribuição. A estrutura e a metodologia deverão respeitar as orientações de política energética e, em particular, o princípio de sustentabilidade económica e financeira do sistema elétrico (BOE, 2019a).

As tarifas de acesso são únicas em todo território nacional, não incluem impostos e são atualizadas anualmente. Para o ano de 2020, a Circular 3/2020 que estabelece a

metodologia para determinar o cálculo anual das tarifas de transporte e distribuição de energia elétrica para os consumidores; os autoconsumidores pela energia demandada da rede e pela energia consumida no caso de instalações próximas; as instalações de geração para consumo próprio e as trocas de energia elétrica realizadas em países não membros da União Europeia (CNMC, 2020b).

### 3.3.2. PREÇO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Como referido em 3.1, assim como explicado em 3.2.2, o preço da produção é estabelecido no mercado ibérico, MIBEL, pelos operadores do OMIE e OMIP.

### 3.3.3. PERFIS DE PERDAS NAS REDES ELÉTRICAS

Para o transporte de energia até os pontos de consumo devem-se subtrair as perdas originadas na rede de transporte e distribuição. Os coeficientes de perdas, publicados pela CNMC, para o ano de 2020 são os apresentados na Tabela 8 (CNMC, 2020b).

Tabela 8 – Coeficientes de perdas 2020

Nivel de tensión	Periodos horarios					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	16,7%	16,3%	18,0%	–	–	–
3.0 TD	16,6%	17,5%	16,5%	16,5%	13,8%	18,0%
6.1 TD	6,7%	6,8%	6,5%	6,5%	4,3%	7,7%
6.2 TD	5,2%	5,4%	4,9%	5,0%	3,5%	5,4%
6.3 TD	4,2%	4,3%	4,0%	4,0%	3,0%	4,4%
6.4 TD	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,7%

### 3.3.4. CUSTOS DO GESTOR DO SISTEMA

A informação que serve de base para a atribuição da retribuição reconhecida às atividades de transporte e distribuição se atualizará com caráter anual em função da informação proporcionada pelo Operador do Sistema e pelas empresas distribuidoras à CNMC (CNMC, 2020b).

### 3.3.5. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de acesso se diferenciam por níveis de tensão tarifários e períodos horários, as tarifas que se aplicam aos consumidores, aos autoconsumidores pela energia demandada da

rede e aos produtores pelos consumos próprios, conforme níveis de tensão são as apresentadas na Tabela 9 (CNMC, 2020b).

Tabela 9 - TAR aos consumidores, aos autoconsumidores pela energia demandada da rede e aos produtores pelos consumos próprios.

Nível de tensão	≤ 1 kV		1 kV < V < 30 kV	30 kV ≤ V < 72,5 kV	72,5 kV ≤ V < 145 kV	≤ 145 kV
Nível de tensão tarifário	NT0		NT1	NT2	NT3	NT4
Tarifa	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Potência contratada	≤ 15 kW	> 15 kW	-	-	-	-
Termos de potência contratada	2	6	6	6	6	6
Termos de energia consumida	3	6	6	6	6	6

Os pagamentos pelo uso da rede de transporte e distribuição de aplicação aos autoconsumidores pela energia autoconsumida no caso de instalações próximas através da rede terão a estrutura da Tabela 10 (CNMC, 2020b).

Tabela 10 - TAR aos autoconsumidores pela energia autoconsumida no caso de instalações próximas através da rede.

Nível de tensão	≤ 1 kV		1 kV < V < 30 kV	30 kV ≤ V < 72,5 kV	72,5 kV ≤ V < 145 kV	≤ 145 kV
Nível de tensão tarifário	NT0		NT1	NT2	NT3	NT4
Tarifa	2.0 TDA	3.0 TDA	6.1 TDA	6.2 TDA	6.3 TDA	6.4 TDA
Potência contratada	≤ 15 kW	> 15 kW	-	-	-	-
Termos de energia autoconsumida	3	6	6	6	6	6

Em alternativa as TAR gerais, o consumidor pode solicitar a aplicação de tarifas específicas para recarga de veículos elétricos, apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11 - TAR para os pontos de recarga de veículos elétricos de acesso público

Nível de tensão	≤ 1 kV	1 kV < V < 30 kV
Nível de tensão tarifário	NT0	NT1
Tarifa	3.0 TDVE	6.1 TDVE
Potência contratada	> 15 kW	-
Termos de energia autoconsumida	6	6
Termos de energia autoconsumida	6	6

### 3.3.6. OUTROS CUSTOS REGULADOS

A Lei 24/2013 modificou o marco tarifário estabelecido na Lei 54/1997, diferenciando as tarifas de acesso destinadas a cobrir a retribuição das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica dos encargos destinados a cobrir o resto dos custos regulados. Esta Lei

ainda atribuiu à CNMC a função de estabelecer a estrutura e metodologia de cálculo para a parte destinada a cobrir a retribuição das atividades de transporte e distribuição.

Assim, de acordo com o artigo 3.7 da Lei 24/2013, a Administração Geral do Estado é responsável por regular a estrutura dos encargos e custos necessários para retribuir outros custos do sistema, como estabelecer critérios para o outorgamento de garantias pelos sujeitos que corresponda e fixar, se for o caso, o PVPC como preço máximo do fornecimento de energia elétrica aos consumidores do mercado regulado.

A Administração Geral do Estado, através do Ministério para Transição Ecológica publicou a Ordem TEC/1258/2019, de 20 de dezembro, estabelecendo os diversos custos regulados do sistema elétrico para o exercício de 2020 e prorrogando as tarifas de acesso de energia elétrica a partir de um de janeiro de 2020.

# 4. LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO

## 4.1. LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO EM PORTUGAL

O regime jurídico do autoconsumo foi revisto pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, tendo estabelecido a modalidade de autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável (CER). A modalidade de autoconsumo individual também sofreu modificações face ao regime anterior, previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. O novo regime tem impacto significativo nos procedimentos e sistemas dos operadores de redes, pelo que as modalidades de autoconsumo vigentes no primeiro ano são limitadas e a execução das regras aplicáveis poderá recorrer a soluções temporárias e simplificadas (ERSE, 2020a).

Assim, nos termos do n.º 1 do artigo 32.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, a partir de 1 de janeiro de 2020 o novo regime aplica-se aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER que, cumulativamente: i) disponham de um sistema de contagem inteligente; ii) sejam instalados no mesmo nível de tensão. A aplicação a outras tipologias de projetos de autoconsumo inicia-se a 1 de janeiro de 2021 (ERSE, 2020a).

A produção em autoconsumo traduz-se no consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável (DRE, 2019a).

#### **4.1.1. CONDIÇÕES DE EXERCÍCIO**

O Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização (IU) do autoconsumidor de energia renovável. As UPACs devem cumprir os requisitos legais (DRE, 2019a):

- A UPAC é constituída por uma ou mais unidades de produção para autoconsumo, que tem como fonte primária a energia renovável associada(s) a uma ou várias IU, destinada primordialmente à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica, podendo ser propriedade ou gerida por terceiros para a colocação, exploração, incluindo a contagem, e manutenção, desde que a instalação continue sujeita às instruções do autoconsumidor de energia renovável, não sendo os terceiros considerados em si mesmos autoconsumidores de energia renovável;
- As instalações UPACs possuem os seguintes requisitos (DRE, 2019a):
  - A potência instalada igual ou inferior a 350 W não está sujeita a controlo prévio;
  - A potência instalada superior a 350 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a mera comunicação prévia;
  - A potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio para a instalação da UPAC e a certificado de exploração, através do Portal do Autoconsumo, disponibilizado pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). No prazo de 10 dias após a submissão do relatório de inspeção que ateste a conformidade do centro eletroprodutor é emitido certificado de exploração e autorizada à ligação à rede que, para o efeito, é comunicada ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) (DRE, 2019a), (DRE, 2019b);

- A pronúncia do ORD é obrigatória nos casos em que no pedido de registo de UPAC se prevê a possibilidade de injeção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) (DRE, 2019a). O ORD pronuncia-se sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis (DRE, 2019a), (DRE, 2019b);
- A UPAC com potência instalada superior 1 MW está sujeita a atribuição de licença de produção e de exploração e depende da prévia atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP. A atribuição de capacidade é efetuada pela DGEG (DRE, 2019a), (DRE, 2019b).

Na Tabela 12 são apresentados os processos para o licenciamento das unidades produtoras UPAC, considerando os trâmites legais que vigoram atualmente.

Tabela 12 - Processo de Licenciamento das UPAC

UPAC	Isonção de Controlo Prévio	Mera Comunicação Prévia	Registo Prévio	Certificado de Exploração	Licença de Produção	Licença de Exploração
$P_{inst} \leq 350 \text{ W}$	✓	✗	✗	✗	✗	✗
$350 \text{ W} < P_{inst} \leq 30 \text{ kW}$	✗	✓	✗	✗	✗	✗
$30 \text{ kW} < P_{inst} \leq 1 \text{ MW}$	✗	✗	✓	✓	✗	✗
$P_{inst} > 1 \text{ MW}$	✗	✗	✗	✗	✓	✓

#### **4.1.2. REMUNERAÇÃO E CONTRATO DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Para as UPAC que prevejam injeção de energia excedente de autoconsumo na RESP, o produtor deverá celebrar contrato de venda de energia excedente com um comercializador, um facilitador e mercado, um agregador ou outro, ou, caso opte por transacionar a sua energia excedente diretamente em mercado organizado, constituir-se como agente de mercado (DRE, 2019a).

Em caso de injeção de potência na RESP do excedente do autoconsumo ou da energia gerada pela CER, superior a 1MW/MVA, o pedido de atribuição de licença de produção é obrigatoriamente precedido de atribuição pelo operador da rede a que se ligará a unidade de produção de um título de reserva de capacidade (TRC) para injeção de energia excedente do autoconsumo ou da CER (DGEG, 2019a).

O autoconsumidor individual ou coletivo, assim como as CER, são integralmente responsáveis pelos desvios que provocar no Sistema Elétrico Nacional, nos termos definidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (GGS) aprovado pela ERSE, competindo-lhe liquidar os desvios ou transferir a sua responsabilidade de balanço a um participante no mercado ou o seu representante designado.

#### **4.1.3. REQUISITOS PARA ACESSO**

Podem proceder à atividade de autoconsumo, através de UPAC, independentemente do nível de tensão das instalações de consumo (DRE, 2019a):

- Os autoconsumidores individuais;
- Os autoconsumidores coletivos, organizados em condomínios de edifícios em regime de propriedade horizontal ou não, ou um grupo de autoconsumidores situados no mesmo edifício ou zona de apartamentos ou de moradias, em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada, que disponham de UPAC;
- As CER.

A relação de vizinhança próxima ou a proximidade do projeto deve ser aferida, caso a caso, pela DGEG, pressupondo a continuidade física e geográfica do projeto e respetivos autoconsumidores ou participantes da CER, podendo ainda ser tomadas em consideração (DRE, 2019a):

- Os postos de transformação a que o projeto se encontra ligado;
- Os diferentes níveis de tensão associados ao projeto;
- Qualquer outro elemento de natureza técnica ou regulamentar.

Não é permitida a ligação de UPAC, no mesmo ponto de consumo, a unidades de produção de eletricidade abrangidas por regimes de remuneração garantida, salvo se as mesmas possuírem um sistema de contagem de energia injetada na rede que permita diferenciar a energia produzida pela UPAC da energia produzida pelas unidades de produção de eletricidade abrangidas por regimes de remuneração garantida (DRE, 2019a).

#### **4.1.4. AUTOCONSUMIDORES COLETIVOS**

O regime previsto nos termos do Código Civil deverá ser seguido para o registo para instalação de UPAC (DRE, 2019a):

- Em nome de condomínios, bem como o eventual recurso a financiamento pelo condomínio e respetivas condições;
- Em parte comum de edifício organizado em condomínio ou a utilização de parte comum para passagem de cablagem ou outros componentes da produção de eletricidade através de UPAC, precedida de autorização da respetiva assembleia de condôminos, deliberada por maioria simples, com pelo menos 33 dias de antecedência relativamente à data prevista para a inscrição para registo, devendo o pedido ser acompanhado de descrição da instalação, local de implantação prevista na parte comum e todos os detalhes da utilização pretendida das partes comuns.

Os autoconsumidores coletivos devem aprovar um regulamento interno que defina, pelo menos, os requisitos de acesso de novos membros e saída de participantes existentes, as maiorias deliberativas exigíveis, as regras de partilha da energia elétrica produzida para

autoconsumo e respetivos coeficientes, as regras de partilha do pagamento das tarifas a que se refere o artigo 18.º do Decreto-Lei nº162/2019, o destino dos excedentes do autoconsumo e a política de relacionamento comercial a adotar e, se for caso disso, a aplicação da respetiva receita (DRE, 2019a).

Os autoconsumidores coletivos devem obrigatoriamente designar um técnico responsável, devidamente qualificado, e a entidade gestora do autoconsumo coletivo (EGAC), a qual é encarregue da prática de atos de gestão operacional da atividade corrente, incluindo a gestão da rede interna quando exista, a articulação com o Portal, a ligação com a RESP e articulação com os respetivos operadores, nomeadamente em matéria de partilha da produção e respetivos coeficientes, o relacionamento comercial a adotar para os excedentes, podendo ainda ser definidos os respetivos poderes, incluindo representativos (DRE, 2019a).

Os autoconsumidores coletivos respondem conjuntamente pelo cumprimento dos deveres e obrigações estabelecidos no decreto-lei em vigor (DRE, 2019a).

#### **4.1.5. DIREITOS E DEVERES DO AUTOCONSUMIDOR**

O direito de se tornar autoconsumidor é assegurado pelo Decreto-Lei nº162/2019, nas seguintes condições:

- Instalar UPAC para produzir eletricidade para consumo próprio, recorrendo a qualquer fonte de energia renovável e respetivas tecnologias de produção associadas;
- Estabelecer e operar linhas diretas quando não exista acesso à rede pública, e estabelecer e operar redes internas, nos termos do decreto-lei, para ligação da UPAC à IU;
- Consumir, na IU associada à UPAC, a eletricidade produzida ou armazenada em instalações próprias, e entregar a produção excedente à terceiros ou à RESP;
- Produzir eletricidade na UPAC associada à IU, para consumo próprio, armazenar e transacionar a produção excedente de eletricidade, nomeadamente através de

contratos de aquisição de eletricidade, de comercializadores de eletricidade ou de regimes de comercialização entre pares, sem que isso implique a sujeição:

- No que diz respeito à eletricidade por eles consumida a partir da rede ou nela injetada, a procedimentos e encargos discriminatórios ou desproporcionados e a encargos de acesso à rede que não reflitam os custos;
  - No que diz respeito à eletricidade de produção própria que se circunscreva às suas instalações, a procedimentos discriminatórios ou desproporcionados e a qualquer encargo ou tarifa, sem prejuízo das tarifas devidas pelas UPAC.
- Instalar e operar sistemas de armazenamento de eletricidade combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo sem serem sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações;
  - Solicitar a emissão de garantias de origem à Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) relativas à eletricidade excedente produzida por UPAC e injetada na rede;
  - Manter os seus direitos e obrigações enquanto consumidor final de eletricidade;
  - Aceder à informação disponibilizada na área do Portal reservada ao autoconsumidor de energia renovável para controlo do seu perfil de produção e consumo de energia;
  - Cessar a atividade de autoconsumidor, nos termos previstos na lei em acordos eventualmente celebrados com terceiros ou demais autoconsumidores, no caso do autoconsumo coletivo.

Sem prejuízo nas demais legislações e regulamentação aplicáveis, constituem deveres do autoconsumidor:

- Cumprir as condições de exercício, constantes em 4.1.1, de acordo as características da UPAC e da atividade pretendida exercer;

- Suportar o custo das alterações da ligação de IU à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
- Suportar os encargos de ligação de UPAC à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
- Suportar o custo associado aos contadores, sempre que aplicável;
- Suportar as tarifas definidas pela ERSE sempre que haja utilização da RESP;
- Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida na IU;
- Prestar à DGEG, ou à entidade legalmente incumbida da fiscalização da atividade de produção em autoconsumo, todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida por UPAC, que lhe sejam solicitadas e no tempo que seja fixado para o efeito;
- Permitir e facilitar o acesso às UPAC do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, do agregador independente ou comercializador que agrega produção, do participante de mercado e do operador de rede, no âmbito e para o exercício das respetivas atribuições, competências, ou direitos consagrados contratualmente;
- Para as UPAC sujeitas a registo ou licença, celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade por UPAC;
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados;
- Cessada a atividade, adotar os procedimentos necessários para a desativação e remoção da UPAC e demais instalações auxiliares, quando existam.

#### **4.1.6. AUTORIDADE COMPETENTE**

A DGEG é a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, nos termos previstos do DL

162/2019. No âmbito de suas competências, por forma de facilitar o acesso para registo e acompanhamento legal, a DGEG é responsável pela plataforma eletrónica para integração entre todas as partes interessadas no processo de registo, o Portal do Autoconsumo, que permite a interação entre a Administração Pública e os demais intervenientes do processo.

#### 4.1.7. PROCEDIMENTO PARA O LICENCIAMENTO

A Figura 7 ilustra o procedimento para registo no Portal do Autoconsumo e das CER. As regras de funcionamento da plataforma informática e de operacionalização dos procedimentos de controlo prévio, bem como as normas técnicas aplicáveis e os documentos instrutórios necessários ao seu bom funcionamento, são aprovadas no Despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro de 2019.

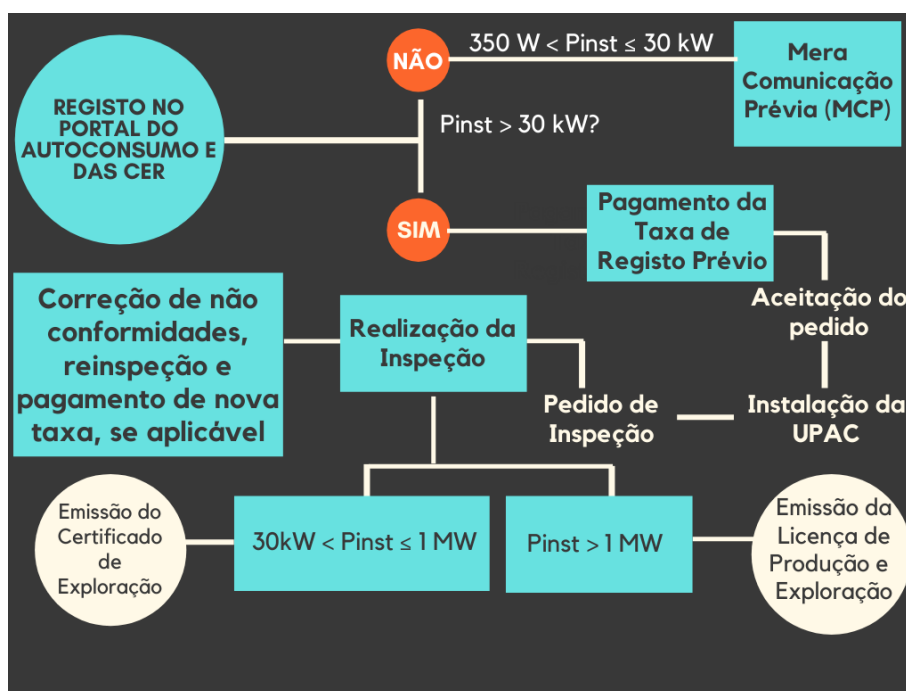


Figura 7 - Exemplo ilustrativo do processo de registo de uma UPAC.

Concluída a instalação e a inspeção, é emitido o certificado de exploração, ou as licenças de produção e de exploração, conforme o caso (DGEG, 2019a).

A alteração da UPAC, quando substancial, carece de novo registo e certificado de exploração, ou licença, consoante os casos, aplicável à totalidade da instalação, conforme previsto no DL n.º 162/2019.

O operador de rede, o agregador independente, o comercializador que agregue produção, a EGAC, as CER e os terceiros proprietários ou gestores da UPAC devem registar-se no Portal e interagir com este.

Todas as notificações e comunicações ao requerente ao longo do procedimento são efetuadas através do Portal.

#### **4.1.8. ENTIDADES INSTALADORAS**

A instalação de UPAC com potência instalada superior a 350 W é obrigatoriamente executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas, e deve assegurar que os equipamentos a instalar estão certificados, que a UPAC se encontra isenta de controlo prévio ou devidamente registada ou licenciada e deverá declarar no Portal as UPAC instaladas, indicando a potência instalada, a tecnologia utilizada e a freguesia e concelho de localização (DRE, 2019a).

#### **4.1.9. CONTAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA**

Nos termos do DL n° 162/2019, é obrigatória a contagem da energia elétrica total produzida por UPAC:

- No caso de autoconsumo coletivo;
- No caso de autoconsumo individual, quando a IU associada à UPAC se encontre ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW.

A contagem da energia elétrica total produzida por UPAC, nos termos do número anterior, é feita por telecontagem, devendo o equipamento de contagem encontrar-se capacitado para fazer a contagem nos dois sentidos.

É igualmente obrigatória a contagem da energia elétrica extraída ou injetada em unidades de armazenamento associadas à UPAC, quando estas se encontrem ligadas à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC ou da IU. Quando haja ligação à RESP, a contagem da energia elétrica é efetuada pelo operador da rede.

Para efeitos de cálculo do balanço de autoconsumo individual ou repartição pelos consumidores, no caso do autoconsumo coletivo, e para efeitos da respetiva faturação de uso das redes, considera-se a agregação da energia consumida proveniente da UPAC, do excedente injetado na rede e do consumo importado da RESP, em cada período de 15 minutos. A contagem efetuada deve garantir que não é contabilizada a energia consumida pelos clientes não aderentes ao autoconsumo e os coeficientes de repartição da energia produzida pelos clientes aderentes, não devem ser alterados antes de decorridos 12 meses desde a última estipulação.

#### **4.1.10. TARIFAS DEVIDAS PELAS UPAC**

A utilização de redes internas, que não envolvam a utilização da RESP, é isenta de pagamento.

As UPAC que utilizem a RESP ficam sujeitas ao pagamento, pelo autoconsumidor, das tarifas de Acesso às Redes (TAR) aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas (DRE, 2019a):

- Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC;
- De parte das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, quando exista inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação à UPAC.

Cabe à ERSE a elaboração da regulamentação necessária, na sua área de competências, para implementar o Decreto-Lei n.º 162/2019 relativamente aos projetos em vigor no referido decreto, bem como a aprovação da metodologia e dos preços das TAR específicas para as situações de autoconsumo em que há utilização da RESP (ERSE, 2020b).

As TAR aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP em 2020 foram aprovadas através da Diretiva n.º 5/2020, de 20 de março, pela ERSE. Esta diretiva informa as TAR a aplicar pelo operador de rede de distribuição em MT e AT, pelos

operadores de rede de distribuição em BT, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuição da RAM, à EGAC pelo autoconsumo através da RESP (ERSE, 2020b).

#### **4.1.11. COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL**

As Comunidades de Energia Renovável (CER) são pessoas coletivas, com ou sem fins lucrativos, constituídas nos termos do Decreto-Lei n.º 162/2019 para contribuir com a produção e desenvolvimento do consumo de energia renovável, assegurando o cumprimento de metas e objetivos de Portugal em matéria de energia e clima.

O consumidor final, nomeadamente o consumidor doméstico, tem o direito de participar numa CER, mantendo os seus direitos e obrigações enquanto consumidor final e não pode ser sujeito a condições ou a procedimentos injustificados ou discriminatórios que impeçam a sua participação.

As CER têm a faculdade de:

- Produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, nomeadamente através de contratos de aquisição de eletricidade renovável;
- Partilhar, no seu seio, a energia renovável produzida pelas unidades de produção de que são proprietárias, com observância dos outros requisitos previstos no presente artigo, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores;
- Aceder a todos os mercados de energia adequados, tanto diretamente como através de agregação, de forma não discriminatória<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> O Governo deve ter em conta as especificidades das CER, a fim de lhes permitir competir em igualdade de circunstâncias com outros participantes no mercado para a obtenção de apoio.

As instalações de produção das CER estão sujeitas a registo ou licença de produção. A contagem de energia produzida e relacionamento comercial são aplicáveis, com as necessárias adaptações, as regras de autoconsumo coletivo.

São devidas taxas pela apreciação dos seguintes pedidos, relativamente a UPAC com potência superior a 30 kW:

- O pedido de atribuição de registo ou licença de produção, ou certificado de exploração da UPAC;
- O pedido de averbamento de alterações ao título de registo ou à licença da UPAC, com e sem emissão de novo certificado de exploração;
- A realização de inspeções periódicas da UPAC.

Os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção e comercialização de eletricidade, no ano de 2020, foram fixados pela Portaria n°15/2020, em vigor (DGEG, 2020a).

#### **4.1.12. FISCALIZAÇÃO**

As UPAC são sujeitas a fiscalização para verificar a sua conformidade, sendo de competência da Entidade Nacional para o Setor Energético, E. P. E. (ENSE, E. P. E.), que pode solicitar o apoio de técnicos especializados sempre que o considere necessário.

A competência para a fiscalização de UPAC situadas nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira é do departamento do respetivo Governo Regional com competência na área da energia.

#### **4.1.13. INSPEÇÕES PERIÓDICAS**

As UPAC com potência instalada superior a 20,7 kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

- 10 anos, quando a potência instalada da UPAC seja inferior a 1 MW;
- Oito anos, nos restantes casos.

As regras e orientações metodológicas associadas às inspeções periódicas são definidas por despacho do diretor-geral da DGEG e objeto de publicação no Portal. Ao abrigo do disposto, o Despacho n.º 4/2020 de 3 de fevereiro, aprovou o Regulamento de Inspeção e Certificação (RIC), que consta do anexo (Anexo I) do referido despacho (DGEG, 2020b).

#### **4.1.14. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO NOVO REGIME DE PRODUÇÃO EM AUTOCONSUMO**

Em suma, o Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro revogou na parte aplicável o anterior regime jurídico do autoconsumo, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. A Tabela 13 resume as principais características do diploma em vigor.

Tabela 13 - Principais características do Decreto-Lei n° 162/2019

<b>Autoconsumo (UPAC)</b>	
<b>Fonte:</b>	Renovável
<b>Tipos de Autoconsumidores:</b>	1. Autoconsumidor Individual; 2. Autoconsumidor Coletivo; 3. CER.
<b>Tipos de autoconsumo:</b>	1. Autoconsumo sem ligação à RESP; 2. Autoconsumo com ligação à RESP, sem injeção de excedentes a terceiros ou à RESP; 3. Autoconsumo com ligação à RESP, com injeção de excedentes a terceiros ou à RESP.
<b>Limite de Potência:</b>	Não há limite para o número de painéis a instalar.
<b>Requisitos de Produção:</b>	1. Sem limite de produção anual; 2. Venda do excedente a terceiros ou à RESP.
<b>Tarifas devidas pelas unidades de produção para autoconsumo:</b>	Sempre que a UPAC se encontre ligada a RESP está sujeita ao pagamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo ao nível de tensão de ligação com a IU. Os encargos correspondentes ao CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos das TAR, mediante despacho do membro do Governo que poderá ser publicado até 15 de setembro de cada ano.
<b>Equipamentos de contagem:</b>	1. Equipamento para contagem da <u>energia elétrica total produzida pela UPAC</u> – Obrigatório para autoconsumo coletivo e, no caso de autoconsumo individual, quando a potência instalada é maior que 4,0 kW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP. 2. Contagem por telecontagem, com contador inteligente - Obrigatória para autoconsumo coletivo.
<b>Processo de licenciamento:</b>	Processo efetuado via Portal do Autoconsumo, de acordo com a Potência Instalada: 1. $P_{inst} \leq 350$ W: Isenta de controlo; 2. $P_{inst} > 350$ W e $P_{inst} \leq 30$ kW: Mera comunicação prévia; 3. $P_{inst} > 30$ kW e $P_{inst} \leq 1$ MW: Registo e obtenção de certificado de exploração; 4. Potência instalada $> 1$ MW: licença de produção e licença de exploração.
<b>Outros:</b>	1. Pagamento das taxas de registo fixadas pela Portaria n.º 15 de 2020; 2. Necessidade de aquisição de um seguro de responsabilidade civil para as UPAC sujeitas a registo ou licença, ou seja, com $P_{inst} > 30$ kW.

#### 4.1.15. EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM AUTOCONSUMO

Desde a entrada em vigor do Decreto-Lei nº153/2014, a evolução do autoconsumo em Portugal está em constante crescimento. As potências instaladas, de acordo com as potências certificadas pela Direção de Serviços de Energia Elétrica (DSEE) / DGEG, são apresentadas na Figura 8.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Total Potência</b>	140 131	165 469	175 761	219 510	262 909	304 804	389 541	388 842
<b>UPAC<sup>1</sup></b>			2 852	43 110	86 183	130 525	215 709	216 704
<b>Eólica</b>				34	36	36	3 652	3 652
<b>Fotovoltaica</b>			2 852	43 076	85 775	123 858	204 878	205 873
<b>Biomassa/Biogás</b>				0	372	6 631	7 179	7 179
<b>Mini/Micro</b>	140 131	165 469	172 909	176 400	176 726	174 279	173 832	172 138
<b>Hídrica</b>	69	123	123	237	237	237	237	237
<b>Eólica</b>	683	478	480	480	480	434	379	379
<b>Fotovoltaica</b>	137 345	162 834	170 272	173 649	173 975	171 574	171 181	169 487
<b>Biogás</b>	2 034	2 034	2 034	2 034	2 034	2 034	2 034	2 034

<sup>1</sup> Potências certificadas pela DSEE/DGEG

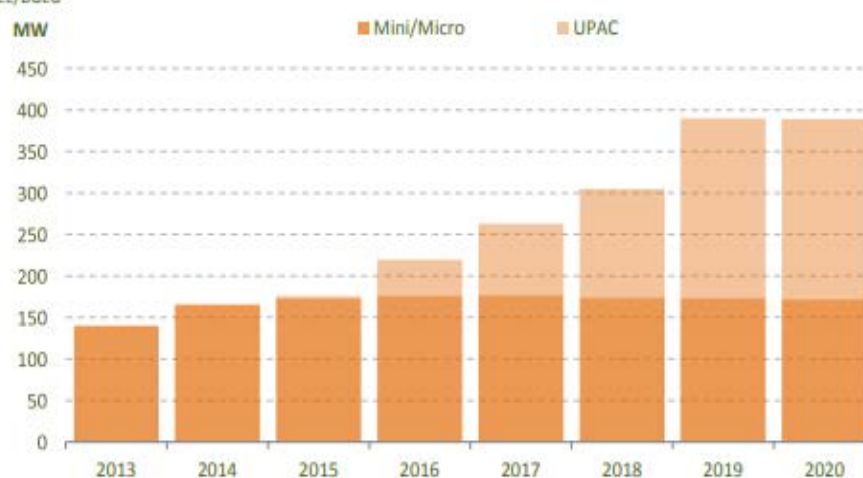


Figura 8 – Potência Descentralizada Instalada (DGEG, 2020).

Como apresentado na Figura 8, de acordo com a DGEG, a potência apresentada no ano de 2020 refere-se ao período até o mês de fevereiro. Vale salientar que a tecnologia predominante no autoconsumo é a solar fotovoltaica.

## **4.2. LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO EM ESPANHA**

Diante da publicação da Diretiva 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, pela promoção da utilização de energia de fontes renováveis na UE, e da necessidade de cumprir com as obrigações impostas pelo Real Decreto nº 15/2018, de 5 de outubro, de medidas urgentes para a transição energética, o Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, realiza o desenvolvimento regulatório para cumprir com tais obrigações. Desta forma, o Real Decreto (RD) 244/2019, atualmente em vigor e desenvolvida neste trabalho, regula as condições administrativas, técnicas e econômicas para as modalidades de autoconsumo de energia elétrica.

### **4.2.1. DISPOSIÇÕES GERAIS**

Este real decreto tem por objetivos (BOE, 2019):

- Definir o conceito de instalações próximas a efeito de autoconsumo;
- Estabelecer o desenvolvimento do autoconsumo individual e coletivo;
- Estabelecer o mecanismo de compensação simplificada entre défices dos autoconsumidores e excedentes de suas instalações de produção associadas;
- A organização, assim como o procedimento de inscrição e comunicação de dados ao registo administrativo de autoconsumo de energia elétrica.

É aplicável para instalações de autoconsumo que estão ligadas às redes de energia elétrica transporte ou distribuição, exceto as instalações isoladas e grupos de geração utilizados exclusivamente em caso de queda de energia elétrica da rede elétrica.

### **4.2.2. CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES**

Para os efeitos da regulação relativa ao autoconsumo, se entenderá por:

- Consumidor associado: Consumidor em ponto de fornecimento que tenham associadas instalações próximas da rede interior ou instalações próximas através da rede;

- Instalação de geração: Instalação encarregada da produção de energia a partir de uma fonte de energia primária;
- Instalação de produção: Instalação de geração inscrita no registo administrativo de instalações de produção de energia elétrica do Ministério para a Transição Ecológica;
- Adicionalmente, também terão em consideração as instalações de produção que, ainda não estejam inscritas no registo de produção, cumpram os seguintes requisitos:
  - Tenham uma potência não superior a 100 kW;
  - Estejam associadas a modalidades de fornecimento de autoconsumo;
  - Possam injetar energia excedente nas redes de transporte e distribuição.
- Instalação isolada: Instalação sem capacidade física de conexão com a RESP, de forma direta ou indireta. As instalações desconectadas da rede interior, mediante dispositivos interruptores ou equivalentes, não são consideradas isoladas para efeitos de aplicação do RD 244/2019;
- Instalação conectada à rede: Instalação de geração conectada no interior da rede de um consumidor, que partilha infraestruturas de conexão através de linha direta e que tenha, ou possa ter, em algum momento, conexão elétrica com a RESP;
- Instalação de produção próxima às de consumo de associadas às mesmas: Instalação de produção ou geração destinada a produzir energia para fornecimento de um ou mais consumidores abrangidos por qualquer modalidade de autoconsumo e que se cumpra alguma das seguintes condições:
  - Estejam conectadas a rede interior dos consumidores associados ou estejam unidas a estas através de linhas diretas;
  - Estejam conectadas a qualquer rede de BT derivada do mesmo centro de transformação;

- Se encontrem conectados, tanto a geração como os consumos, em BT e a uma distância entre eles inferior a 500 metros. Para tal efeito, se tomará a distância entre os equipamentos de medida em sua projeção ortogonal em planta;
- Estejam localizados, tanto a geração como os consumos, em uma mesma referência cadastral segundo os primeiros 14 (quatorze) dígitos ou, em seu caso, no disposto da disposição adicional vigésima do Real Decreto 413/2014, de 6 de junho.
- Serviços Auxiliares de Produção (SAP): São os fornecimentos de energia elétrica necessários para prover o serviço básico em qualquer regime de funcionamento da central (BOE, 2007). No caso das instalações fotovoltaicas, corresponde ao consumo líquido dos inversores nas horas em que a instalação fotovoltaica não está produzindo. São considerados depreciáveis, portanto, não são requeridos contratos de fornecimento para seus consumos, quando se cumpram as seguintes condições:
  - Sejam instalações próximas da rede interior;
  - Se trate de instalações de geração com tecnologia renovável destinadas a fornecer um ou mais consumidores abrangidos por qualquer modalidade de autoconsumo e a potência instalada seja menor que 100 kW;
  - A contagem anual da sua energia consumida seja inferior a 1% da energia líquida gerada pela instalação.

#### **4.2.3. CONDIÇÕES DE EXERCÍCIO**

A Lei n.º 24/2013 estabelece a seguinte classificação das modalidades de autoconsumo (BOE, 2013):

- Autoconsumo sem excedentes: quando os dispositivos físicos instalados impedem a injeção de energia excedente na RESP, conhecidos como sistema de injeção zero. Só existirá o sujeito consumidor que, neste caso, será o titular da instalação de geração;

- Autoconsumo com excedentes: Quando as instalações de geração podem injetar energia excedente na RESP. Existirão dois sujeitos, o produtor e o consumidor, e se divide em:
  1. Autoconsumo com excedentes com recebimento de compensação: abrangida pelos consumidores e produtores que optem por beneficiar de um mecanismo de compensação de excedentes, mecanismo de compensação simplificado. Esta opção só será possível nos casos em que se cumpram todas as seguintes condições:
    1. A fonte de energia primária seja de origem renovável;
    2. A potência total das instalações de produção associadas sejam inferiores a 100 kW;
    3. Se for necessário um contrato de fornecimento para os SAP, o consumidor tenha subscrito um único contrato de fornecimento para o consumo associado e para os consumos auxiliares de produção com uma empresa comercializadora;
    4. O consumidor e o produtor associado tenham subscrito um contrato de compensação de excedentes;
    5. A instalação de produção não tenha outorgado m regime retributivo adicional ou específico.
  2. Autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação: abrangida pelos casos de autoconsumo com excedentes que não cumpram com alguns dos requisitos para pertencer à modalidade com excedentes com recebimento de compensação ou que, voluntariamente, optem por não beneficiar a dita modalidade.
- Adicionalmente as modalidades de autoconsumo mencionadas, o autoconsumo poderá classificar-se em individual ou coletivo em função do número de consumidores associados às instalações de geração. No caso do autoconsumo coletivo, todos os consumidores participantes que se encontrem associados à

mesma instalação de geração deverão pertencer à mesma modalidade de autoconsumo e deverão comunicar de forma individual a empresa distribuidora como encarregada de leitura, diretamente ou através da empresa comercializadora, um mesmo acordo firmado por todos os participantes que recorra aos critérios de repartição, em virtude do recolhido no anexo I do RD 244/2019 (BOE, 2019);

- O ponto de fornecimento ou instalação de um consumidor deverá cumprir com os requisitos estabelecidos na normativa de aplicação;
- Os sujeitos acolhidos a alguma das modalidades de autoconsumo reguladas poderão beneficiar de qualquer outra modalidade distinta, adequando suas instalações e ajustando-se ao disposto nos regimes jurídicos, técnicos e econômicos regulados n RD 244/2019 e nas normativas que lhes resulte de aplicação. Não obstante:
  1. No caso de autoconsumo coletivo, esta mudança deverá ser feita simultaneamente por todos os consumidores participantes do mesmo, associados à mesma instalação de geração;
  2. Em nenhum caso um sujeito consumidor poderá estar associado de forma simultânea a mais de uma modalidade de autoconsumo;
  3. Nos casos de autoconsumo de instalações próximas e associadas através da rede, o autoconsumo deverá pertencer à modalidade de autoconsumo com excedentes.
- Para os sujeitos que participam de uma modalidade de autoconsumo coletivo ou consumidor associado a uma instalação próxima através da rede se entenderão realizadas:
  - A energia horária consumida da rede se entenderá realizadas pela energia horária consumida da rede individualizada;
  - A energia horária autoconsumida se entenderá realizadas pela energia horária autoconsumida individualizada;

- A energia horária consumida pelo consumidor associado se entenderá realizadas pela energia horária consumida individualizada;
- A energia horária líquida gerada se entenderá realizadas pela energia horária líquida gerada individualizada;
- A energia horária excedente se entenderá realizadas pela energia horária excedente individualizada.

#### **4.2.4. REQUISITOS PARA ACESSO**

Segundo o artigo 5.º do RD 244/2019, para proceder ao registo da Unidade de Produção (UP) devem ser preenchidos um conjunto de requisitos pelo promotor do projeto. Resumidamente, são salientados os seguintes pontos:

- Em qualquer modalidade de autoconsumo, com independência da titularidade das instalações de consumo e de geração, o consumidor e o proprietário da instalação de geração poderão ser pessoas físicas e jurídicas diferentes;
- Na modalidade de autoconsumo sem excedentes, o titular do ponto de fornecimento e das instalações de geração conectadas a sua rede será o consumidor. No caso de autoconsumo coletivo, a titularidade da instalação de geração e do mecanismo de injeção zero é compartilhada solidariamente por todos os consumidores associados à instalação de geração;
- Nas modalidades de autoconsumo com excedentes, quando as UP próximas e associadas às de consumo compartilham infraestruturas de conexão a RESP ou se conectem da rede interior de um consumidor, os consumidores e produtores respondem solidariamente pelo não cumprimento dos preceitos do RD;
- Nas modalidades de autoconsumo com excedentes, serão considerados consumidores os titulares de UP próximas às de consumo e associadas às mesmas exclusivamente para consumo de seus SAP;
- Os elementos de armazenamento poderão ser instalados com as devidas proteções e de forma a partilhar o equipamento de medida que registe a geração líquida,

equipamento de medida no ponto de fronteira ou equipamento de medida do consumidor associado.

Na Tabela 14 são apresentadas as modalidades que deverão ter permissão de acesso e conexão das unidades consumidoras e produtoras - UPAC, considerando os trâmites legais que vigoram atualmente.

Tabela 14 - Acesso e conexão das modalidades de autoconsumo

Modalidades de autoconsumo	Isenção de Controlo Prévio	Permissões de acesso e conexão
Instalações de consumo – sem excedentes e com excedentes	✗	✓
UPAC sem excedentes	✓	✗
UPAC com excedentes e $P_{inst} \leq 15kW$ , em solo urbano	✓	✗
UPAC com excedentes – demais instalações de produção próximas e associadas às de consumo	✗	✓

Com relação aos contratos de acesso, de forma geral, todos os consumidores deverão notificar a empresa distribuidora diretamente ou a empresa comercializadora a modalidade de autoconsumo que pretendem ser beneficiados. No caso de já estar beneficiado por uma modalidade de autoconsumo regulada, deverá notificar em caso de modificações da potência instalada. Ainda com relação aos contratos de acesso:

- Para consumidores conectados em BT, com instalações de geração em BT e  $P < 100$  kW, a modificação do contrato será realizada pela distribuidora a partir da documentação enviada pelas Comunidades Autónomas (CCAA) e cidades de Ceuta e Melilla à empresa, com os prazos conforme Figura 9.

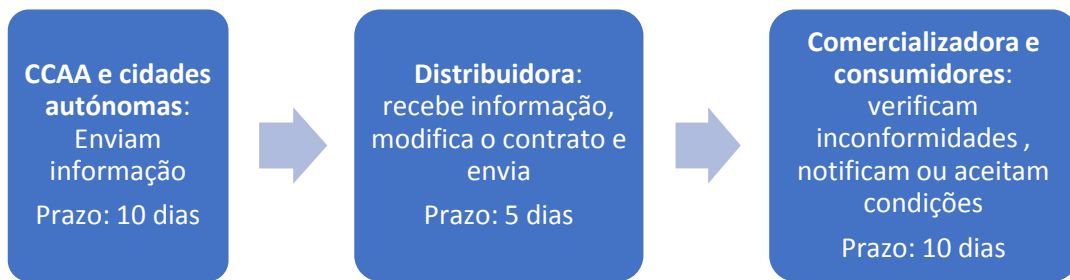


Figura 9 – Prazos para emissão de informação

- Os consumidores que não disponham de contrato de acesso deverão realizar um contrato de acesso com a distribuidora diretamente ou através da comercializadora;
- Para o caso de modalidades de autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação e cujos SAP não sejam depreciáveis, o titular de cada instalação de produção terá que realizar um contrato de acesso, ou modificar o existente, para os SAP, diretamente ou através da empresa comercializadora;
- Os sujeitos poderão formalizar um contrato de acesso conjunto para os SAP e para o consumo associado, se cumprirem com os seguintes requisitos:
  - As instalações de produção estejam conectadas na rede interior do consumidor;
  - O consumidor e os titulares das instalações de produção sejam a mesma pessoa física ou jurídica;
  - Não obstante, poderão subscrever um único contrato de fornecimento de energia.

Para os contratos de fornecimento de energia, na modalidade de autoconsumo com excedentes, para os SAP, o consumidor poderá adquirir a energia diretamente no mercado de produção ou através de comercializadora:

- Os contratos de fornecimento com empresas comercializadoras deverão refletir expressamente a modalidade de autoconsumo que são beneficiados. A empresa distribuidora terá 5 (cinco) dias de prazo para comunicar ao comercializador a data de início da modalidade de autoconsumo que o consumidor está abrangido;

- Em nenhum caso, as CUR poderão recusar as modificações de contrato dos consumidores com direito ao PVPC.

#### 4.2.5. REQUISITOS DE MEDIDA E GESTÃO DA ENERGIA

De forma geral, todas as modalidades de autoconsumo necessitam de um contador bidirecional no ponto de fronteira ou, se for o caso, em cada um dos pontos de fronteira, conforme ilustrado na Figura 10.

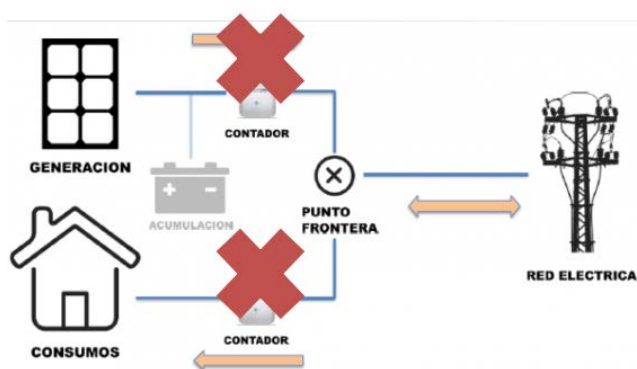


Figura 10 – Contador bidirecional para todas as modalidades de autoconsumo (Unión Española Fotovoltaica (UNEF, 2020)).

As instalações de geração deverão dispor de um equipamento de medida que registre a geração líquida em qualquer um dos seguintes casos, ilustrado na Figura 11:

- Se realize autoconsumo coletivo;
- A instalação de geração seja próxima através da rede;
- A tecnologia de geração não seja renovável, cogeração ou resíduos;
- No autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação, se não dispõe de um único contrato de fornecimento para os SAP e consumo associado, conforme artigo 9.2 do RD 244/2019;
- Instalações de geração de potência aparente nominal igual ou superior a 12 MVA.

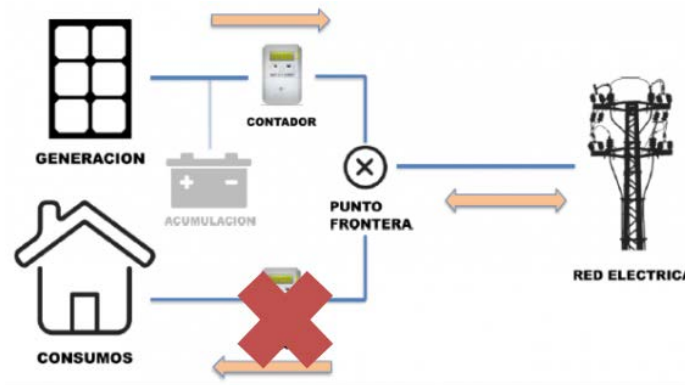


Figura 11 – Contador bidirecional e contador de geração líquida (UNEF, 2020).

Não obstante o mencionado, no autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação, poderão instalar um equipamento de medida bidirecional para medir a energia líquida gerada e um equipamento de medida que registre a energia consumida total por consumidor associado, conforme ilustrado na Figura 12.

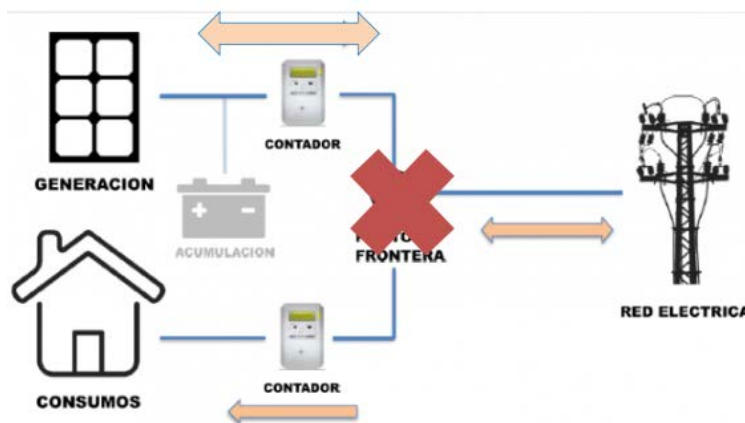


Figura 12 – Configuração sem equipamento no ponto de fronteira (UNEF, 2020).

Com caráter facultativo, o equipamento bidirecional poderá ser substituído por um equipamento que meça a geração bruta e um equipamento que meça o consumo dos SAP.

Os consumidores abrangidos pelo autoconsumo sem excedentes e autoconsumo com excedentes com recebimento de compensação, o encarregado de leitura de todos os equipamentos de medida é o distribuidor. O encarregado de leitura deverá enviar as informações desagregadas conforme definido no artigo 3 do RD 244/2019 para um correto faturamento pelas empresas comercializadoras aos consumidores e para as correspondentes

liquidações de energia nos mercados. Deverá reemitir a informação com detalhe suficiente para aplicar o mecanismo de compensação de excedentes.

Os equipamentos de medida deverão ter a precisão e os requisitos de comunicação que lhes corresponda segundo a potência contratada do consumidor, a potência aparente nominal da instalação de geração associada e os limites de energia intercambiada de acordo com o artigo 7 do Regulamento unificado de pontos de medida do sistema elétrico aprovado pelo Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. A este RD foi aprovado, como anexo, as instruções técnicas complementares para adaptar-se às modificações introduzidas pelo RD 244/2019, através da Ordem TEC/1281/2019<sup>8</sup>, de 19 de dezembro.

#### **4.2.6. GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA E CONSUMIDA**

A energia adquirida pelo consumidor associado será a energia horária consumida da rede, exceto no caso da modalidade de autoconsumo com excedentes sem compensação, que não disponham de contrato único de fornecimento para os SAP. Para este caso, deverá adquirir a energia horária consumida pelos SAP.

Em qualquer modalidade de autoconsumo se aplicará TAR.

O RD 244/2019 estipula dois regimes econômicos: venda de energia excedente à rede e compensação simplificada de excedentes, com as principais características apresentadas na Tabela 15.

---

<sup>8</sup> Publicado pelo Ministério para Transição Ecológica através do BOE-A-2020-2, em 02/01/2020 (BOE, 2019a).

Tabela 15 – Regime económico e mecanismo de compensação simplificada, baseada em (BOE, 2019)

Modalidade de autoconsumo	Regime económico
Autoconsumo com excedentes <u>sem</u> recebimento de compensação.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O produtor receberá pela energia excedente as contraprestações correspondentes, de acordo com normativa em vigor;</li> <li>- No caso de instalações com regime retributivo específico, receberá pela energia excedente vertida;</li> <li>- A liquidação da energia excedente será aplicada pela normativa de atividade de produção.</li> </ul>
Autoconsumo sem excedentes que optem voluntariamente pelo mecanismo de compensação;	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O produtor receberá nos termos de energia consumida, no período de faturação, a diferença entre os défices de consumo e o total dos excedentes das instalações;</li> <li>-O valor do preço da energia vai depender se o contrato de fornecimento é através de comercializador livre ou de referência;</li> </ul>
Autoconsumo com excedentes <u>com</u> recebimento de compensação.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se a modalidade de autoconsumo for sem excedentes, bastará um acordo dos consumidores com os critérios de reparto, coincidentes com os comunicados à ORD;</li> <li>- Em nenhum caso, o excedente poderá superar o valor económico do consumo, no período de faturação, o qual não pode ser superior a um mês;</li> <li>- Os impostos serão aplicados após cálculos das quantias finais.</li> </ul>

Os sujeitos que adquirem a energia através de empresa comercializadora, deverão liquidar a energia conforme pactuado entre as partes, com base nas leituras.

A faturação das TAR será realizada pela empresa distribuidora. Caso o consumidor tenha contrato de acesso às redes com a comercializadora, esta realizará a faturação das TAR e encargos dos sistemas elétricos correspondentes. Os consumidores diretos no mercado assumem os encargos.

#### 4.2.7. REGISTO, INSPEÇÃO E REGIME SANCIONADOR

O registo administrativo será telemático, declarativo, de acesso gratuito, com finalidade de seguimento do autoconsumo de energia elétrica, desde o ponto de vista económico e seu

impacto na sustentabilidade econômica, assim como a sua incidência no cumprimento dos objetivos de energias renováveis e na operação do sistema.

A Direção Geral de Política Energética e Minas (DGPEM) é a entidade responsável por levar em consideração os dados emitidos pelas CCAA sobre os consumidores abrangidos a alguma modalidade de fornecimento com autoconsumo reguladas, à agregação e análise da informação coletada no mesmo, podendo solicitar a correção da informação emitida, nos termos do RD 244/2019.

A inscrição será por ofício por parte das CCAA para autoconsumidores em baixa tensão e potência instalada inferior a 100 kW.

A DGPEM é responsável pela aplicação informática que permite às CCAA emitirem a informação correspondente à inscrição no registo de autoconsumo. Esta entidade também facilitará o acesso eletrónico de autoconsumo aos órgãos competentes das CCAA, assim como à CNMC, ao operador do sistema e as empresas distribuidoras para as instalações conectadas em sua rede, de forma a dar conhecimento das inscrições e modificações realizadas no registo.

A Administração Geral do Estado poderá inspecionar as condições económicas dos fornecimentos e da energia vendida dos autoconsumidores.

#### **4.2.8. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO NOVO REGIME DE PRODUÇÃO EM AUTOCONSUMO**

Em suma, o RD n.º 244/2019 de 25 de outubro revogou na parte aplicável o anterior regime jurídico do autoconsumo, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. A Tabela 16 resume as principais características do diploma em vigor.

Tabela 16 - Principais características do Real Decreto nº 244/2019

<b>Autoconsumo (UPAC)</b>	
<b>Fonte:</b>	Renovável ou não renovável
<b>Tipos de Autoconsumidores:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Autoconsumidor Individual;</li> <li>2. Autoconsumidor Coletivo.</li> </ol>
<b>Tipos de autoconsumo:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Autoconsumo sem excedentes;</li> <li>2. Autoconsumo com excedentes à RESP, dividido em:               <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Autoconsumo com excedentes com recebimento de compensação de excedentes;</li> <li>2.2. Autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação de excedentes.</li> </ol> </li> </ol>
<b>Limite de Potência:</b>	Não há limite para o número de painéis a instalar.
<b>Requisitos de Produção:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sem limite de produção anual;</li> <li>2. Venda do excedente;</li> <li>3. Mecanismo de compensação simplificada.</li> </ol>
<b>Tarifas devidas pelas unidades de produção para autoconsumo:</b>	<p>Sempre que a UPAC se encontre ligada a RESP está sujeita ao pagamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo ao nível de tensão de ligação com a IU e aos períodos horários. Constam de termo de potência contratada, termo de energia consumida e termo de potência demandada se esta superar a potência contratada e termo de faturação de energia reativa, quando houver.</p> <p>Os encargos correspondentes aos outros custos regulados são estabelecidos anualmente pela Administração Geral do Estado.</p>
<b>Equipamentos de contagem:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Equipamento bidirecional que registre o consumo líquido para todas as modalidades de autoconsumo;</li> <li>2. Além do equipamento que registre o consumo deverá ter um equipamento para medir a produção líquida nos seguintes casos: autoconsumo coletivo, a instalação de geração seja próxima através da rede, a tecnologia de geração não seja renovável, o autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação que não dispõe de contrato único de fornecimento e para instalações de geração de Paparente <math>\geq 12</math> MVA;</li> <li>3. Em certos casos, se permite que o contador seja instalado fora do ponto de fronteira.</li> </ol>
<b>Processo de licenciamento:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Todas as instalações de consumo deverão ter permissão de acesso e conexão;</li> <li>2. As instalações de geração deverão ter permissão de acesso e conexão, de acordo com a Potência Instalada e com o tipo de autoconsumo:               <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Autoconsumo sem excedentes: Isenta de controlo;</li> <li>b. Autoconsumo com excedentes, em solo urbano e <math>P_{inst} \leq 15W</math>: Isenta de controlo;</li> <li>c. Demais modalidades de autoconsumo com excedentes: Permissão de acesso e conexão por cada instalação de produção.</li> </ol> </li> </ol>
<b>Outros:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, pelo qual se aprova o Regulamento unificado de pontos de medida do sistema elétrico, complementado pelas instruções técnicas do anexo: Ordem TEC/1281/2019, de 19 de dezembro;</li> <li>2. Custos regulados do sistema elétrico para exercício 2020 estabelecidos na Ordem TEC/1258/2019, de 20 de dezembro, assim como prorrogação das TAR a partir de 01 de janeiro de 2020;</li> <li>3. Metodologia para cálculo das TAR estabelecidos na Circular 3/2020, de 15 de janeiro, pela CNMC.</li> </ol>

#### 4.2.9. EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM AUTOCONSUMO

De acordo com o registo público, por secção, Registo Administrativo de Autoconsumo, houve aumento e diminuição de instalações entre 2016 e 2018, de acordo com secção e tipo do registo. No caso de potências instaladas menores ou iguais a 10 kW, o número de instalações inscritas aumentou desde 2016 até 2018, conforme ilustrado na Figura 13.

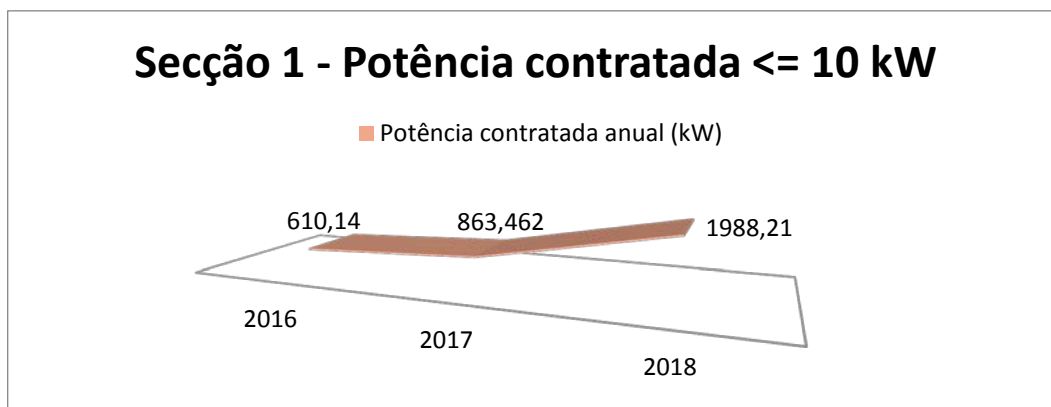


Figura 13 – Total de potência contratada anual para instalações de potência ≤ 10 kW, baseado em (Ministerio para la Transición Ecológica).

Para potências instaladas maiores que 10 kW, o número de instalações inscritas diminuiu desde 2016 até 2018, conforme ilustrado na Figura 14.

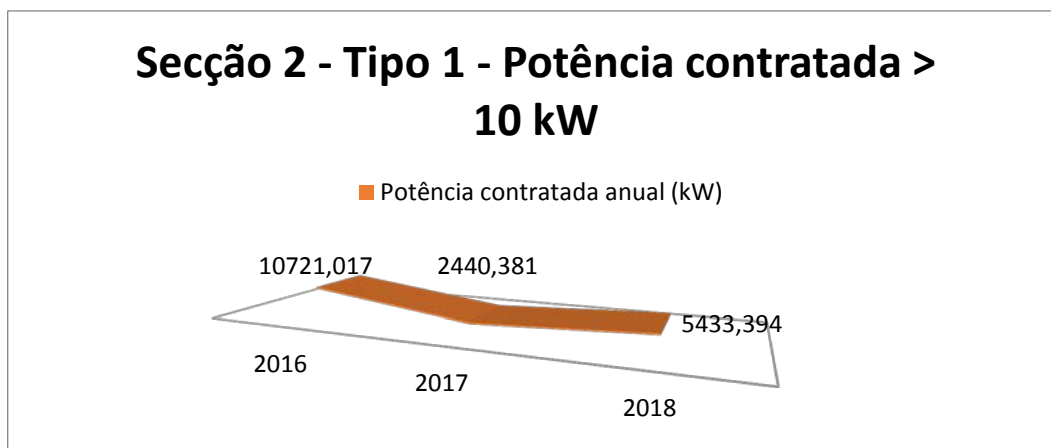


Figura 14 - Total de potência contratada anual para instalações de potência > 10 kW, baseado em (Ministerio para la Transición Ecológica).

Conforme RD nº244/2019 no artigo 19.3, a secção 2, subsecção 2, trata-se dos consumidores abrangidos pela modalidade de autoconsumo com excedentes sem

recebimento de compensação que disponham de um único contrato de fornecimento. No registo público, na secção 2, tipo 2, percebe-se uma diminuição de potência contratada anual para este tipo de instalações, no período de 2016 até 2018, conforme Figura 15.

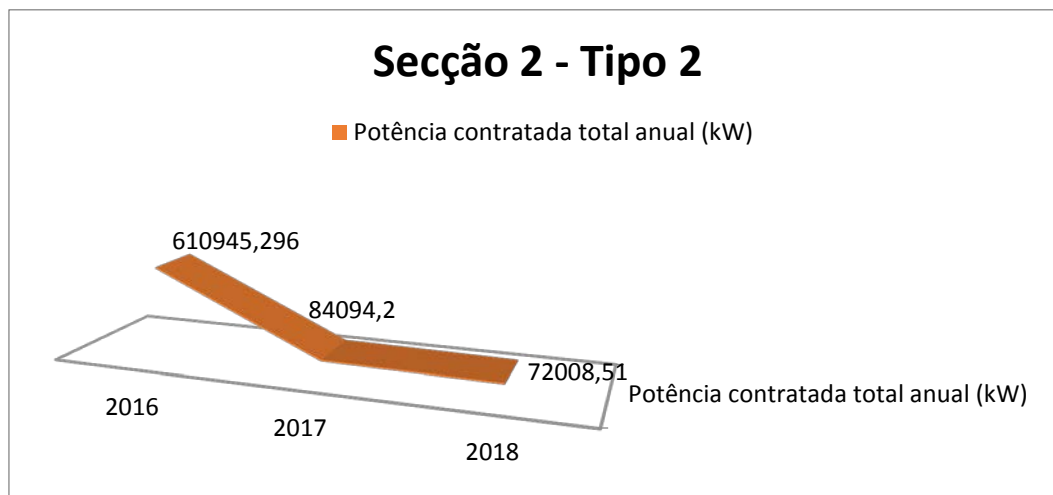


Figura 15 - Total de potência contratada anual para instalações tipo 2 da secção 2, baseado em (Ministerio para la Transición Ecológica).

### **4.3. COMPARATIVO DA LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO NA PENÍNSULA IBÉRICA**

A Tabela 17 faz um comparativo da legislação de autoconsumo de Portugal e Espanha.

Tabela 17 – Comparativo Decretos e Lei na Península Ibérica

	<b>Decreto-Lei n° 162/2019 de Portugal</b>	<b>Real Decreto n° 244/2019 de Espanha</b>
<b>Fonte:</b>	Renovável	Renovável ou não renovável
<b>Tipos de Autoconsumidores:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Autoconsumidor Individual;</li> <li>2. Autoconsumidor Coletivo;</li> <li>3. CER.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Autoconsumidor Individual;</li> <li>2. Autoconsumidor Coletivo.</li> </ol>
<b>Tipos de autoconsumo:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Autoconsumo sem ligação à RESP;</li> <li>2. Autoconsumo com ligação à RESP, sem injeção de excedentes a terceiros ou à RESP;</li> <li>3. Autoconsumo com ligação à RESP, com injeção de excedentes a terceiros ou à RESP.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Autoconsumo sem excedentes;</li> <li>2. Autoconsumo com excedentes à RESP, dividido em: <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Autoconsumo com excedentes com recebimento de compensação de excedentes;</li> <li>2.2. Autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação de excedentes.</li> </ol> </li> </ol>
<b>Limite de Potência:</b>	Não há limite para o número de painéis a instalar.	Não há limite para o número de painéis a instalar.
<b>Requisitos de Produção:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sem limite de produção anual;</li> <li>2. Venda do excedente a terceiros ou à RESP.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sem limite de produção anual;</li> <li>2. Venda do excedente;</li> <li>3. Mecanismo de compensação simplificada.</li> </ol>
<b>Tarifas devidas pelas unidades de produção para autoconsumo:</b>	<p>Sempre que a UPAC se encontre ligada a RESP está sujeita ao pagamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo ao nível de tensão de ligação com a IU. Os encargos correspondentes ao CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos das TAR, mediante despacho do membro do Governo que poderá ser publicado até 15 de setembro de cada ano.</p>	<p>Sempre que a UPAC se encontre ligada a RESP está sujeita ao pagamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo ao nível de tensão de ligação com a IU e aos períodos horários. Constam de termo de potência contratada, termo de energia consumida e termo de potência demandada se esta superar a potência contratada e termo de faturação de energia reativa, quando houver.</p> <p>Os encargos correspondentes aos outros custos regulados são estabelecidos anualmente pela Administração Geral do Estado.</p>

<b>Equipamentos de contagem:</b>	<p>1. Equipamento para contagem da <u>energia elétrica total produzida pela UPAC</u> – Obrigatório para autoconsumo coletivo e, no caso de autoconsumo individual, quando a potência instalada é maior que 4,0 kW e a instalação de utilização se encontra ligada à RESP.</p> <p>2. Contagem por telecontagem, com contador inteligente - Obrigatória para autoconsumo coletivo.</p>	<p>1. Equipamento bidirecional que registre o consumo líquido para todas as modalidades de autoconsumo;</p> <p>2. Além do equipamento que registre o consumo deverá ter um equipamento para medir a produção líquida nos seguintes casos: autoconsumo coletivo, a instalação de geração seja próxima através da rede, a tecnologia de geração não seja renovável, o autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação que não dispõe de contrato único de fornecimento e para instalações de geração de <math>P_{parente} \geq 12</math> MVA;</p> <p>3. Em certos casos, se permite que o contador seja instalado fora do ponto de fronteira.</p>
<b>Processo de licenciamento:</b>	<p>Processo efetuado via Portal do Autoconsumo, de acordo com a Potência Instalada:</p> <p>1. <math>P_{inst} \leq 350</math> W: Isenta de controlo;</p> <p>2. <math>P_{inst} &gt; 350</math> W e <math>P_{inst} \leq 30</math> kW: Mera comunicação prévia;</p> <p>3. <math>P_{inst} &gt; 30</math> kW e <math>P_{inst} \leq 1</math> MW: Registo e obtenção de certificado de exploração;</p> <p>4. Potência instalada <math>&gt; 1</math> MW: licença de produção e licença de exploração.</p>	<p>1. Todas as instalações de consumo deverão ter permissão de acesso e conexão;</p> <p>2. As instalações de geração deverão ter permissão de acesso e conexão, de acordo com a Potência Instalada e com o tipo de autoconsumo:</p> <p>a. Autoconsumo sem excedentes: Isenta de controlo;</p> <p>b. Autoconsumo com excedentes, em solo urbano e <math>P_{inst} \leq 15</math> W: Isenta de controlo;</p> <p>c. Demais modalidades de autoconsumo com excedentes: Permissão de acesso e conexão por cada instalação de produção.</p>
<b>Outros:</b>	<p>1. Pagamento das taxas de registo fixadas pela Portaria n.º 15 de 2020;</p> <p>2. Necessidade de aquisição de um seguro de responsabilidade civil para as UPAC sujeitas a registo ou licença, ou seja, com <math>P_{inst} &gt; 30</math> kW.</p>	<p>1. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, pelo qual se aprova o Regulamento unificado de pontos de medida do sistema elétrico, complementado pelas instruções técnicas do anexo: Ordem TEC/1281/2019, de 19 de dezembro;</p> <p>2. Custos regulados do sistema elétrico para exercício 2020 estabelecidos na Ordem TEC/1258/2019, de 20 de dezembro, assim como prorrogação das TAR a partir de 01 de janeiro de 2020;</p> <p>3. Metodologia para cálculo das TAR estabelecidos na Circular 3/2020, de 15 de janeiro, pela CNMC.</p>



## 5. MODELOS DE NEGÓCIOS

A Diretiva 2018/2001, do Parlamento Europeu prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade sem serem confrontados com encargos desproporcionados. Com base nesta diretiva, Portugal e Espanha reviram a legislação que foi apresentada no capítulo anterior que permitiu a criação de novos modelos de negócios para o autoconsumo energético.

O autoconsumo permite a redução da quantidade de energia faturada aos consumidores, proporcionalmente à energia gerada no local. Uma questão em relação ao excesso da energia produzida é se a mesma será remunerada, ou não, e de que forma. Em termos de negócios, pequenas diferenças no modelo utilizado podem ter resultados diversos. O período de tempo em que a produção líquida pode compensar o consumo líquido é geralmente referido como o intervalo de rede, que pode ser de 15 min ou de 1 h, no caso de autoconsumo em tempo real, até um dia/mês/semestre ou mesmo um ano inteiro no caso de *net-metering*. Assim, as políticas de autoconsumo podem ser amplamente categorizadas em três grupos principais(Mateo, et al., 2018):

1. **Autoconsumo instantâneo**: a energia líquida injetada na rede não é remunerada (ou mesmo impedida através de um dispositivo de injeção zero). É importante notar

que o autoconsumo instantâneo requer tecnologias de medição capazes de medir os fluxos de energia a cada hora ou mesmo a cada 15 minutos;

2. **Net-metering**: os prosumers são autorizados a compensar o consumo líquido em uma hora com geração de rede numa geração diferente. Esta compensação é possível dentro de certo intervalo de rede, que pode variar entre um dia para um ano inteiro ou mais. Assim, toda a eletricidade produzida dentro do intervalo de compensação que é compensado com o consumo dentro deste período seria valorada ao nível do termo volumétrico da taxa de retalho. Este esquema não requer infraestrutura de medição avançada. No entanto, especialmente quando combinadas com tarifas volumétricas, pode ameaçar a recuperação dos custos e causar problemas de subsídios cruzados;
3. **Faturação líquida**: sob faturação líquida, a produção é remunerada a um preço específico definido por regulamento. Isto pode ser uma função de preços grossista, ou sob a forma de um FIT ou de uma taxa de compra. A vantagem deste mecanismo, quando comparado com a medição da rede, é que tornam explícitos e independentes os incentivos à autogeração a partir de tarifas de retalho. Os incentivos podem assim ser mais bem modulados ao longo do tempo e tecnologia específica, evitando ou atenuando ao mesmo tempo problemas de subvenção cruzada.

Conforme Mateo, et al. (2018), estes grupos referem-se aos prosumers individuais. Entretanto, são permitidas redes virtuais ou comunidades. Assim, ao abrigo destes esquemas, os créditos da *net-metering* podem ser transferidos entre diferentes pontos de medição.

Assim, o autoconsumo instantâneo aplica-se aos autoconsumidores sem excedentes em Portugal e Espanha. O modelo *net-metering* é aplicável aos autoconsumidores com excedentes e com recebimento de compensação, no caso de Espanha, sendo a compensação aplicável apenas no intervalo de tempo mensal. Já os autoconsumidores com excedentes em Portugal e os autoconsumidores com excedentes e sem recebimento de compensação em Espanha, são abrangidos pela faturação líquida. Os casos de estudo deste trabalho são

baseados na faturação líquida, por conta da venda do excedente à rede com remuneração de tarifa fixa.

## 5.1. AUTOCONSUMO COLETIVO

Neste modelo de negócio, é permitida a partilha de energia entre vizinhos através da associação de dois ou mais consumidores a uma única instalação de geração conforme ilustrado na Figura 16. Assim, podem investir conjuntamente numa instalação fotovoltaica de maior dimensão.

Dentre as vantagens deste modelo de negócio, podemos citar:

1. Ao partilhar o investimento, os custos associados são reduzidos;
2. Integração de diferentes tipos de perfis de consumo em um mesmo equipamento de produção;
3. Redução dos custos com energia elétrica;
4. Redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

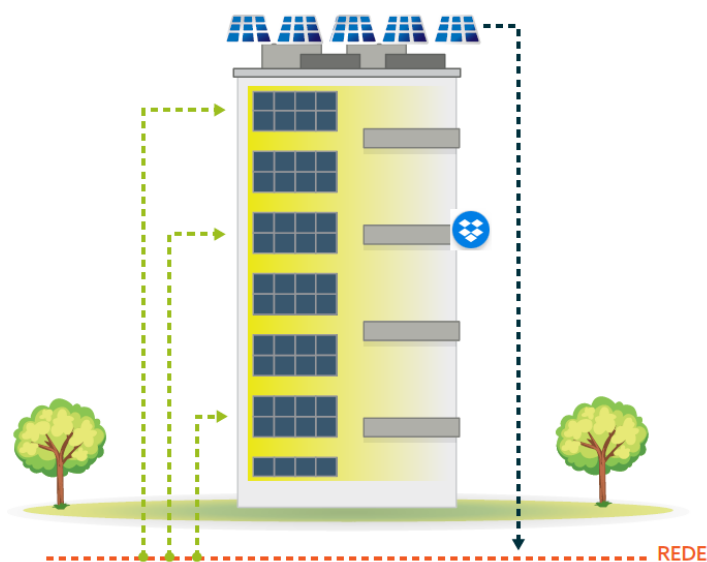


Figura 16 – Autoconsumo coletivo (PH Energia, Lda).

Podem optar por esta modalidade as instalações individuais ou coletivas conectadas na rede interior que cumpram com os requisitos descritos no capítulo 4.

Todos os consumidores participantes do autoconsumo coletivo deverão pertencer à mesma modalidade de autoconsumo e deverão comunicar de forma individual a empresa distribuidora como encarregada de leitura, diretamente ou através da empresa comercializadora, um mesmo acordo firmado por todos os participantes que recorra aos critérios de repartição.

No autoconsumo com excedentes sem recebimento de compensação, no caso de Portugal e Espanha, os consumidores e os produtores associados deverão celebrar um contrato de venda de energia excedente. Nesta modalidade, no caso de Espanha, se os SAP não sejam depreciáveis, o produtor terá que realizar um contrato de acesso com a empresa distribuidora, diretamente ou através da comercializadora.

No autoconsumo com excedentes com recebimento de compensação, no caso de Espanha, os consumidores e o produtor associado deverão celebrar um contrato de compensação de excedentes. Para as condições dos SAP descritos em 4.2.2, se for necessário um contrato de fornecimento para os SAP, o consumidor poderá celebrar um único contrato de fornecimento para o consumo associado e para os consumos auxiliares de produção com uma empresa comercializadora.

## **5.2. COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL**

As Comunidades de Energia Renovável (CER) são pessoas coletivas, com ou sem fins lucrativos, que têm a faculdade de produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, nomeadamente através de contratos de aquisição de eletricidade renovável.

A CER é constituída com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios e acionistas, localizados na proximidade dos projetos desenvolvidos pelas mesmas, com objetivo principal de propiciar aos membros ou às localidades onde opera, benefícios ambientais, econômicos e sociais, ao invés de lucros financeiros.

A contagem de energia produzida e relacionamento comercial são aplicáveis, com as necessárias adaptações, as regras de autoconsumo coletivo. O fluxo de interação da comunidade está ilustrado na Figura 17.

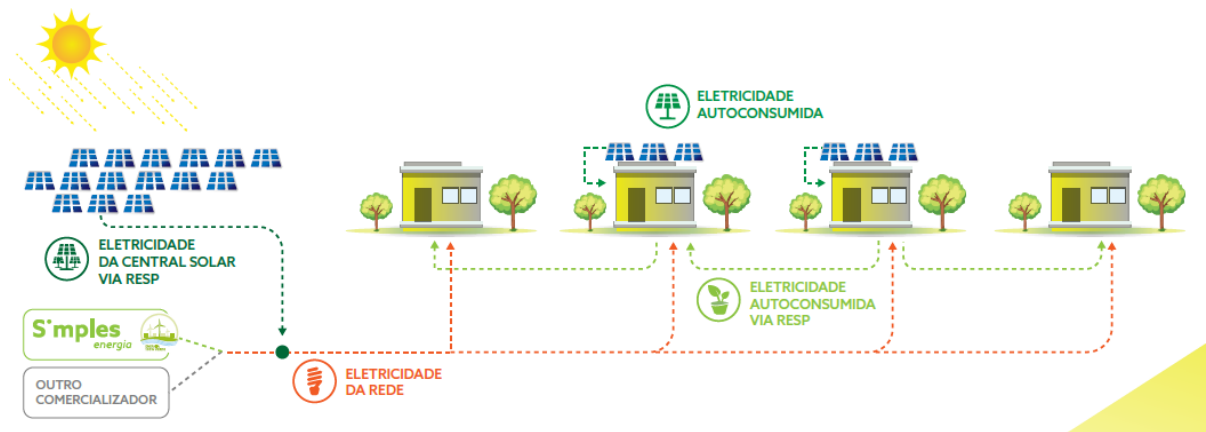


Figura 17 – Comunidade de Energia Renovável (PH Energia, Lda).

Para além das vantagens apresentadas no autoconsumo coletivo, as comunidades possuem as vantagens adicionais (PH Energia, Lda)<sup>9</sup>:

1. Aproveitamento de coberturas de pavilhões para produção de energia verde;
2. Rentabilidade financeira superior a 6%;
3. Redução de custos superior a 30%.

O caso de estudo deste trabalho é baseado no conceito de comunidade, onde foram simulados dois cenários, com base na venda de excedentes, através do modelo de autoconsumo com excedentes, sem recebimento de compensação. Foi simulada a partilha dos excedentes das UPAC no seio da comunidade e, o excedente remanescente, através de venda em mercado.

---

<sup>9</sup> Estes resultados são estimados e podem diferir da realidade, em alguns casos.



# 6. ANÁLISE DE DADOS

## 6.1. CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS

Com as novas legislações de autoconsumo da Península Ibérica, permitindo o autoconsumo coletivo e a criação de comunidades de energia, no caso de Portugal, permitiu-se a criação de modelos de negócios inovadores.

Desta forma, além do estudo dos decretos de lei, resultou dos conhecimentos sobre eficiência energética da Virtual Power Solutions, líder do consórcio NetEffiCity<sup>10</sup>, juntamente com o conhecimento científico do grupo de investigação GECAD do ISEP e com a experiência da Energia Simples (marca comercial da empresa PH Energia, Lda) no mercado da energia eléctrica (Pinto, 2016). Será apresentado um caso de estudo com dois cenários distintos que permitirão analisar a viabilidade de implantação de comunidades de energia, ilustrados na Figura 18.

---

<sup>10</sup> Este consórcio propôs um modelo de negócio de criação de uma comunidade de energia (Comunidade S) que aplicava o excedente da produção de UPAC em edifícios municipais para algumas residências.

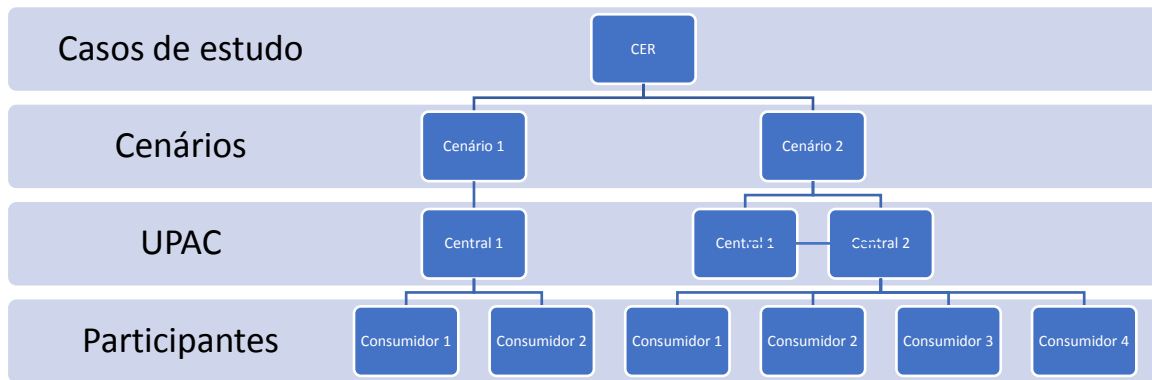


Figura 18 -: Ilustração dos casos de estudo

Os casos de estudo têm como base dados de perfis de consumo, produção e excedentes de centrais de UPAC já instaladas e em funcionamento, os quais serão utilizados os excedentes energéticos disponíveis, partilhando os mesmos com os demais consumidores.

Conforme já mencionado em 4.1, a legislação atual é aplicável para as CER que, cumulativamente disponham de um sistema de contagem inteligente e sejam instalados no mesmo nível de tensão. O modelo de negócio proposto consiste na criação de uma comunidade de energia em rede de Média Tensão (MT). O excedente energético injetado na rede será vendido aos consumidores alimentados em MT, localizados próximo das UPAC, que não possuem instalações de produção fotovoltaica.

No modelo de negócio proposto, o comercializador de energia atuará como EGAC, realizando a gestão operacional da atividade, incluindo a gestão da rede interna, a articulação com o Portal, a ligação com a RESP e articulação com os respectivos operadores, nomeadamente em matéria de partilha da produção e respetivos coeficientes.

Como as UPAC e os consumidores estão conectados na rede de MT, a TAR refere-se aos custos associados a este nível de tensão, conforme Equação 2.

$$Termo_{energia} = T_E + T_{AR}$$

Equação 2 – Termo de energia

Onde:  $T_E$  – Tarifa de Energia

$T_{AR}$  – Tarifa de Acesso às Redes de MT

Os valores das tarifas de acesso às redes em MT em 2019, publicado pela ERSE estão apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Tarifas de Acesso às Redes em MT em 2019

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
	Horas de ponta	5,928	0,1949
	Contratada	0,984	0,0324
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0499	
	Horas cheias	0,0387	
	Horas de vazio normal	0,0143	
	Horas de super vazio	0,0136	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0496	
	Horas cheias	0,0384	
	Horas de vazio normal	0,0142	
	Horas de super vazio	0,0137	

Assim, os excedentes energéticos das UPAC serão utilizados nas instalações que não possuem instalações FV, dentro da comunidade. Desta forma, poderão beneficiar de tarifas de energia com valores inferiores.

Como os participantes sem FV estão ligados à rede de MT, mesmo nível de tensão das UPAC, o valor das TAR não têm alteração. Assim, os participantes da comunidade, denominados de consumidores, são beneficiados com um preço médio de mercado de tarifa de energia, para os excedentes da UPAC, de 0,04 €/kWh. Os preços, somados com as médias das TAR, são apresentados na Tabela 19, assim como a poupança a ser obtida com a energia partilhada na comunidade.

Tabela 19 – Termos de Energia por período horário (€/kWh)

	Tarifas da Rede (€/kWh)	Tarifas de energia com TAR	Tarifa de Venda Excedente com TAR	Poupança
Ponta	0,06979	0,11954	0,08975	0,02979
Cheias	0,06421	0,10276	0,07855	0,02421
Vazio	0,0585	0,07275	0,05425	0,01850

Super Vazio	0,05244	0,06609	0,05365	0,01244
-------------	---------	---------	---------	---------

## 6.2. CRIAÇÃO DAS COMUNIDADES

Com intuito de analisar a viabilidade de criação de comunidades de energia, ou CER, foram criados dois cenários distintos:

1. Comunidade com uma central de UPAC e duas unidades consumidoras sem produção;
2. Comunidade com duas centrais de UPAC e quatro unidades consumidoras sem produção.

Os cenários foram realizados com bases nos dados reais de centrais existentes, durante o período de 2019, retirados da plataforma de monitorização do Kisense<sup>11</sup>, de 15 em 15 minutos.

Com o objetivo de realizar análise financeira de instalação dos projetos, foram realizados cálculos conforme a potência de cada central, como se fossem instalações futuras.

### 6.2.1. CENÁRIO 1: ANÁLISE FINANCEIRA DA UPAC

Conforme já mencionado em 6.2, o cenário 1 consiste numa comunidade com uma central de UPAC e duas unidades consumidoras sem produção.

Tendo em consideração que a UPAC é existente e os dados da central foram utilizados no estudo da comunidade, para analisar a viabilidade de instalação desta central, foram feitos os cálculos financeiros, supondo uma instalação nova. Desta maneira, as Tabela 20 e Tabela 21 apresentam o resumo dos dados econômicos de investimento da central utilizada.

---

<sup>11</sup> <https://www.vps.energy/kisense?lang=pt>

Tabela 20 – Resumo dos Dados Económicos da Central 1

<b>Potência e produção anual da central</b>	160 kWp 208 MWh/ano
<b>Poupança estimada</b>	Poupança anual (1º ano) – 21 365 €; Poupança Total (25 anos) - 523 814 €.
<b>Preço da Central</b>	Valor do Investimento Estimado - <b>128 000 €</b>
<b>Condições de venda do Excedente</b>	Preço Fixo 40 €/MWh
<b>Tempo de Retorno do Investimento</b>	5 anos e 9 meses
<b>% de autoconsumo</b>	24 %
<b>TIR a 25 anos</b>	18 %
<b>VAL a 25 anos</b>	441 420 €
<b>Receita Excedente Total a 25 anos</b>	39 075 €

Com os indicadores da Tabela 20, e conforme a Figura 19, pode-se concluir que o projeto é viável e tem um retorno do investimento num prazo adequado.

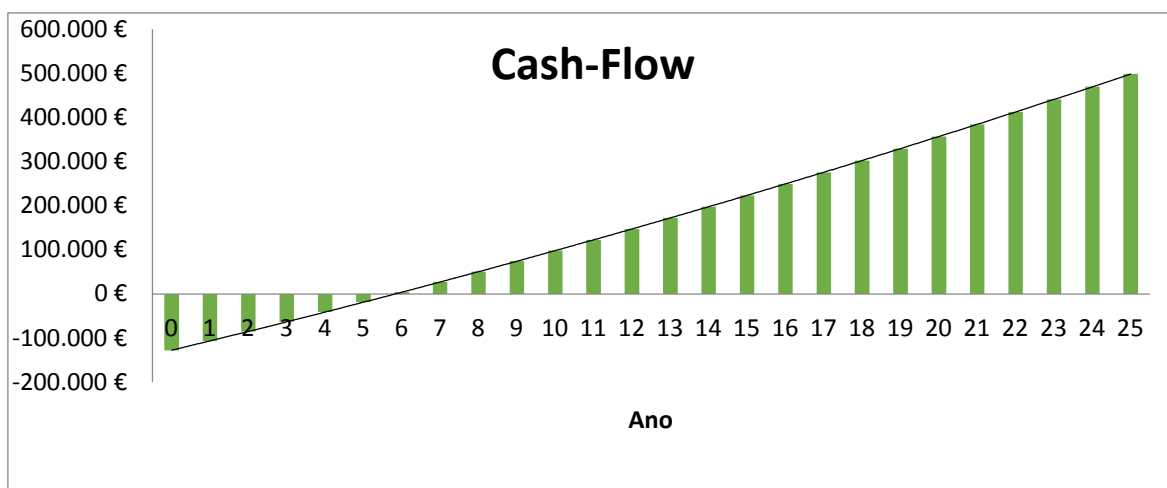


Figura 19 – Fluxo financeiro do projeto, com tempo de retorno do investimento.

Na Tabela 21 é possível verificar a evolução económico e financeira ao longo do período de 25 anos.

Tabela 21 – Benefícios econômicos da central UPAC 1

Evolução Económica						
Ano	Produção FV (kWh)	Produção Autoconsumida (kWh)	Poupança na Fatura Anual	Receita do Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0		-	- €	- €	- 128 000 €	- 128 000 €
1	208 470	166 013	19 667 €	1 698 €	21 365 €	- 106 635 €
2	207 011	164 851	20 018 €	1 686 €	21 704 €	- 84 931 €
3	205 562	163 697	20 374 €	1 675 €	22 049 €	- 62 882 €
4	204 123	162 551	20 738 €	1 663 €	22 400 €	- 40 481 €
5	202 694	161 413	21 107 €	1 651 €	22 758 €	- 17 723 €
6	201 275	160 283	21 483 €	1 640 €	23 123 €	5 400 €
7	199 866	159 161	21 866 €	1 628 €	23 495 €	28 895 €
8	198 467	158 047	22 256 €	1 617 €	23 873 €	52 768 €
9	197 078	156 941	22 653 €	1 605 €	24 258 €	77 026 €
10	195 699	155 842	23 057 €	1 594 €	24 651 €	101 677 €
11	194 329	154 751	23 468 €	1 583 €	25 051 €	126 728 €
12	192 968	153 668	23 886 €	1 572 €	25 458 €	152 186 €
13	191 618	152 592	24 312 €	1 561 €	25 873 €	178 059 €
14	190 276	151 524	24 745 €	1 550 €	26 295 €	204 354 €
15	188 944	150 463	25 186 €	1 539 €	26 725 €	231 079 €
16	187 622	149 410	25 635 €	1 528 €	27 164 €	258 243 €
17	186 308	148 364	26 092 €	1 518 €	27 610 €	285 853 €
18	185 004	147 326	26 557 €	1 507 €	28 064 €	313 917 €
19	183 709	146 295	27 031 €	1 497 €	28 527 €	342 444 €
20	182 423	145 270	27 512 €	1 486 €	28 998 €	371 443 €
21	181 146	144 254	28 003 €	1 476 €	29 478 €	400 921 €
22	179 878	143 244	28 502 €	1 465 €	29 967 €	430 888 €
23	178 619	142 241	29 010 €	1 455 €	30 465 €	461 353 €
24	177 369	141 245	29 527 €	1 445 €	30 972 €	492 325 €
25	176 127	140 257	30 053 €	1 435 €	31 488 €	523 814 €

A poupança na fatura anual de eletricidade (Tabela 19) inclui a poupança em energia (vide tarifas em 6.1), tarifas de acesso às redes e potência em horas de ponta. A poupança esperada da central é uma estimativa não vinculativa baseada no perfil de consumo. As informações anteriores representam uma aproximação da situação atual, tanto dos preços da energia elétrica, bem como dos respectivos consumos. As poupanças foram estimadas considerando um aumento do preço de mercado de 1,0%/ano.

### 6.2.2. CENÁRIO 2: ANÁLISE FINANCEIRA DAS UPAC

Conforme já mencionado em 6.2, o cenário 2 consiste de uma comunidade com duas centrais de UPAC e quatro unidades consumidoras sem produção.

Tendo em consideração que as UPACs são existentes e os dados das mesmas foram utilizados no estudo da comunidade, para analisar a viabilidade de instalação destas centrais, foram feitos os cálculos financeiros, supondo instalações novas.

Foram realizados dois estudos de investimento, sendo:

1. Investimento individual de cada UPAC;
2. Investimento em conjunto das UPACs.

Desta maneira, a Tabela 22 apresenta o resumo dos dados económicos de investimento individual de cada central utilizada.

Tabela 22 – Resumo dos Dados Económicos da Central 1 e da Central 2

	Central 1	Central 2
<b>Potência e produção anual da central</b>	160 kWp 208 MWh/ano	86,4 kWp 124 MWh/ano
<b>Poupança estimada</b>	Poupança anual (1º ano) – 21 365 €; Poupança Total (25 anos) - 523 814 €.	Poupança anual (1º ano) – 13 042 €; Poupança Total (25 anos) – 336 171 €.
<b>Preço da Central</b>	Valor do Investimento Estimado - <b>128 000 €</b>	Valor do Investimento Estimado - 69 120 €
<b>Condições de venda do Excedente</b>	Preço Fixo 40 €/MWh	Preço Fixo 40 €/MWh
<b>Tempo de Retorno do Investimento</b>	5 anos e 9 meses	5 anos e 2 meses
<b>% de autoconsumo</b>	24 %	24 %
<b>TIR a 25 anos</b>	18 %	20 %
<b>VAL a 25 anos</b>	441 420 €	284 700,10 €
<b>Receita Excedente Total a 25 anos</b>	39 075 €	2 902 €
<b>Total de investimento Central 1 + Central 2</b>	197 120 €	

Com os indicadores da Tabela 20, e conforme a Figura 19 e a Figura 20, pode-se concluir que o projeto é viável e tem um retorno do investimento num prazo adequado.

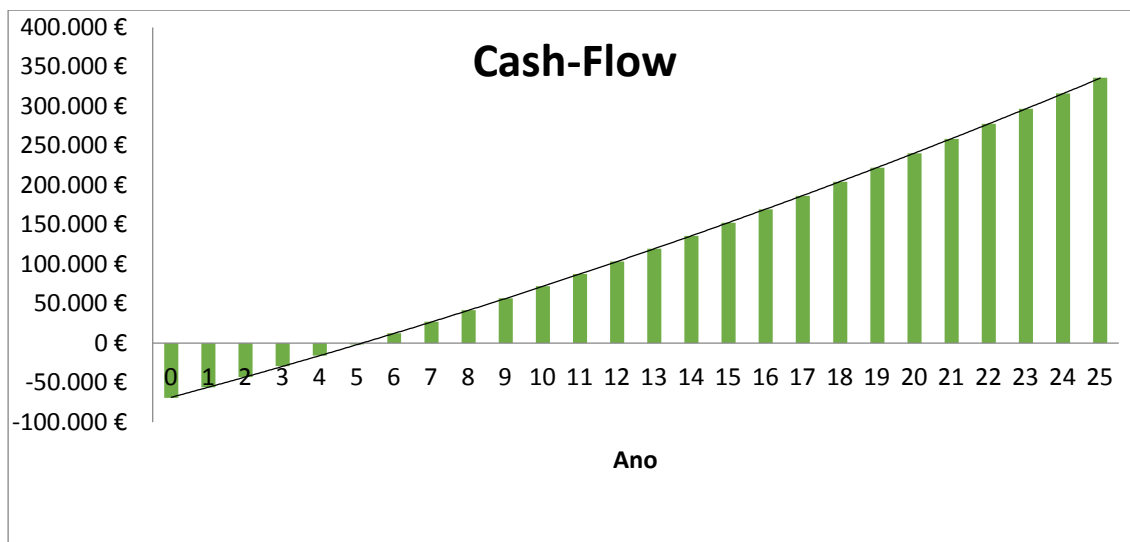


Figura 20 - Fluxo financeiro do investimento na UPAC 2, com tempo de retorno do investimento.

Como demonstrado na Tabela 19 é possível verificar a evolução económico e financeira ao longo do período de 25 anos, para a UPAC 1 e a Tabela 23 representa a evolução para a UPAC 2.

Tabela 23 - Benefícios económicos da central UPAC 2

Evolução Económica						
Ano	Produção FV (kWh)	Produção Autoconsumida	Poupança na Fatura Anual	Receita do Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0		-	- €	- €	- 69 120 €	- 69 120 €
1	123 792	120 639	12 915 €	126 €	13 042 €	- 56 078 €
2	122 925	119 795	13 146 €	125 €	13 271 €	- 42 807 €
3	122 065	118 956	13 380 €	124 €	13 504 €	- 29 303 €
4	121 211	118 123	13 619 €	123 €	13 742 €	- 15 561 €
5	120 362	117 297	13 861 €	123 €	13 984 €	- 1 577 €
6	119 520	116 476	14 108 €	122 €	14 230 €	12 653 €
7	118 683	115 660	14 360 €	121 €	14 481 €	27 134 €
8	117 852	114 851	14 616 €	120 €	14 736 €	41 869 €
9	117 027	114 047	14 876 €	119 €	14 996 €	56 865 €
10	116 208	113 248	15 141 €	118 €	15 260 €	72 125 €
11	115 395	112 456	15 411 €	118 €	15 529 €	87 654 €
12	114 587	111 668	15 686 €	117 €	15 803 €	103 457 €
13	113 785	110 887	15 966 €	116 €	16 082 €	119 538 €
14	112 988	110 111	16 250 €	115 €	16 365 €	135 904 €
15	112 197	109 340	16 540 €	114 €	16 654 €	152 558 €
16	111 412	108 574	16 835 €	113 €	16 948 €	169 506 €
17	110 632	107 814	17 135 €	113 €	17 248 €	186 754 €
18	109 858	107 060	17 440 €	112 €	17 552 €	204 306 €
19	109 089	106 310	17 751 €	111 €	17 862 €	222 168 €
20	108 325	105 566	18 068 €	110 €	18 178 €	240 346 €
21	107 567	104 827	18 390 €	110 €	18 499 €	258 845 €
22	106 814	104 093	18 717 €	109 €	18 826 €	277 671 €
23	106 066	103 365	19 051 €	108 €	19 159 €	296 830 €
24	105 324	102 641	19 391 €	107 €	19 498 €	316 328 €
25	104 586	101 923	19 736 €	107 €	19 843 €	336 171 €

A poupança na fatura anual de eletricidade (Tabela 23) inclui a poupança em energia (vide tarifas em 6.1), tarifas de acesso às redes e potência em horas de ponta. A poupança esperada da central é uma estimativa não vinculativa baseada no perfil de consumo. As informações anteriores representam uma aproximação da situação atual, tanto dos preços da energia elétrica, bem como dos respetivos consumos. As poupanças foram estimadas considerando um aumento do preço de mercado de 1,0%/ano.

Fazendo o estudo do investimento em conjunto é possível reduzir os valores, conforme o resumo dos dados económicos de investimento em conjunto apresentado na Tabela 24.

Tabela 24 – Resumo dos Dados Económicos da Central 1 e da Central 2 em conjunto

	Central 1 e Central 2
<b>Potência e produção anual da central</b>	246 kWp 332 MWh/ano
<b>Poupança estimada</b>	Poupança anual (1º ano) – 35 008 €; Poupança Total (25 anos) - 927 979 €.
<b>Preço da Central</b>	Valor do Investimento Estimado - <b>147 840 €</b>
<b>Condições de venda do Excedente</b>	Preço Fixo 40 €/MWh
<b>Tempo de Retorno do Investimento</b>	4 anos e 2 meses
<b>% de autoconsumo</b>	24 %
<b>TIR a 25 anos</b>	25 %
<b>VAL a 25 anos</b>	791 737 €
<b>Receita Excedente Total a 25 anos</b>	41 977 €
<b>Total de investimento Central 1 e Central 2</b>	147 840 €

Ao investir em conjunto, reduz-se o valor de investimento (Tabela 24) e o tempo de retorno do mesmo, demonstrado na Figura 21.

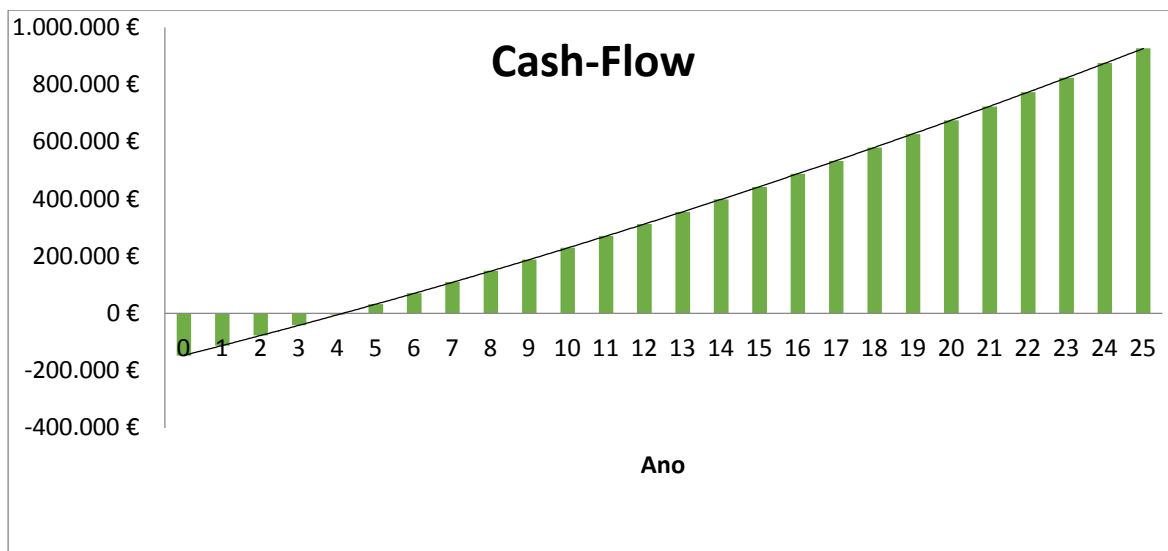


Figura 21 - Fluxo financeiro do investimento nas UPAC 1 e UPAC 2 em conjunto, com tempo de retorno do investimento.

A evolução económica deste investimento em conjunto está detalhada na Tabela 25.

Tabela 25 - Benefícios económicos das centrais UPAC 1 e UPAC 2

Evolução Económica						
Ano	Produção FV (kWh)	Produção Autoconsumida	Poupança na Fatura Anual	Receita do Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0		-	- €	- €	- 197 120 €	- 147 840 €
1	332 262	286 652	33 183 €	1 824 €	35 008 €	- 112 832 €
2	329 937	284 645	33 775 €	1 812 €	35 586 €	- 77 246 €
3	327 627	282 653	34 377 €	1 799 €	36 176 €	- 41 070 €
4	325 334	280 674	34 989 €	1 786 €	36 776 €	- 4 295 €
5	323 056	278 710	35 613 €	1 774 €	37 387 €	33 092 €
6	320 795	276 759	36 248 €	1 761 €	38 009 €	71 102 €
7	318 549	274 821	36 894 €	1 749 €	38 643 €	109 745 €
8	316 319	272 898	37 552 €	1 737 €	39 289 €	149 034 €
9	314 105	270 987	38 221 €	1 725 €	39 946 €	188 979 €
10	311 907	269 090	38 902 €	1 713 €	40 615 €	229 594 €
11	309 723	267 207	39 596 €	1 701 €	41 296 €	270 891 €
12	307 555	265 336	40 302 €	1 689 €	41 990 €	312 881 €
13	305 402	263 479	41 020 €	1 677 €	42 697 €	355 578 €
15	301 142	259 803	42 495 €	1 654 €	44 149 €	443 143 €
16	299 034	257 985	43 253 €	1 642 €	44 895 €	488 038 €
17	296 940	256 179	44 024 €	1 630 €	45 654 €	533 692 €
18	294 862	254 385	44 809 €	1 619 €	46 428 €	580 120 €
19	292 798	252 605	45 607 €	1 608 €	47 215 €	627 335 €
20	290 748	250 836	46 420 €	1 596 €	48 017 €	675 352 €
21	288 713	249 081	47 248 €	1 585 €	48 833 €	724 185 €
22	286 692	247 337	48 090 €	1 574 €	49 664 €	773 849 €
23	284 685	245 606	48 947 €	1 563 €	50 510 €	824 359 €
24	282 692	243 886	49 820 €	1 552 €	51 372 €	875 731 €
25	280 713	242 179	50 708 €	1 541 €	52 249 €	927 979 €

A poupança esperada do conjunto das centrais é uma estimativa não vinculativa baseada nos perfis de consumo totais das mesmas. Comparando-se o investimento total individual com o investimento em conjunto, obtém-se uma economia de 49 280 € conforme Tabela 26. Além disto, observa-se um tempo de retorno do investimento menor em aproximadamente 1 ano em relação ao investimento individual.

As informações anteriores representam uma aproximação da situação atual, tanto dos preços da energia elétrica, bem como dos respetivos consumos. As poupanças foram estimadas considerando um aumento do preço de mercado de 1,0%/ano.

Tabela 26 – Poupança de investimento em conjunto das Centrais

<b>Total de investimento individual - Central 1 + Central 2</b>	197 120 €
<b>Total de investimento em conjunto - Central 1 e Central 2</b>	147 840 €
<b>Poupança ao investir em conjunto</b>	49 280 €



# 7. CASO DE ESTUDO

Considerando que, conforme definido em 4.1.4 e 4.1.9: “os autoconsumidores coletivos devem aprovar um regulamento interno que defina, além de outros, as regras de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo e respectivos coeficientes para efeitos de repartição pelos consumidores e para efeitos da respetiva faturação de uso das redes.”

Considerando ainda que, conforme anexo I do RD 244/2019: “o autoconsumidor coletivo deverá comunicar um mesmo acordo firmado por todos os participantes que recorra aos critérios de repartição.”

Desta forma, os cenários estudados tiveram coeficientes de partilha definidos de acordo com o número de participantes consumidores.

## **7.1. CENÁRIO 1: COMUNIDADE COM 1 UPAC E 2 UNIDADES CONSUMIDORAS**

O presente cenário consiste na disponibilidade de energia em excesso produzida pela UPAC e partilhada por 2 unidades consumidoras, ambas no nível de tensão MT, ilustrado na Figura 22.

Para o estudo da comunidade, os dados de consumos de um participante foram utilizados e duplicados os seus valores para simular uma comunidade com duas unidades que irão consumir os excedentes da UPAC. Assim, os valores da energia excedente da UPAC serão partilhados na comunidade com estes dois participantes.

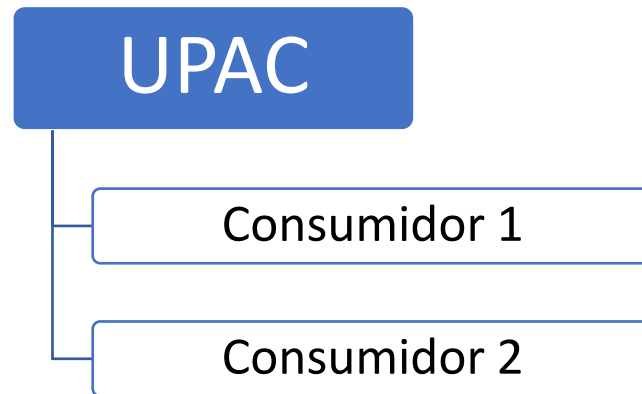


Figura 22 – Cenário 1

Os dados da UPAC estudados referem-se ao período do ano de 2019, conforme apresentados na Tabela 27. As economias foram calculadas de acordo com Equação 3.

$$Economias = Custos_{s/FV} - Custos_{c/FV} - Custos_{Autoconsumo} + Custos_{PHP}$$

Equação 3 – Cálculo das economias

Em que:  $Custos_{s/FV}$  – Custo de Energia sem instalação FV, com TAR;

$Custos_{c/FV}$  – Custo de Energia com instalação FV, com TAR;

$Custos_{PHP}$  – Custo de Potência em Horas de Ponta.

O custo sem instalação de produção FV refere-se ao consumo total da instalação, multiplicado pelo período horário e a tarifa correspondente. Já o custo com a instalação FV é calculado pelo consumo final (consumo total subtraído do autoconsumo), multiplicado pelo período horário e respectiva tarifa correspondente. Ambos os cálculos foram realizados com os dados de consumo a cada 15 minutos.

Através dos cálculos realizados pela Equação 3, é possível verificar a economia mensal e anual da UPAC que estão na Tabela 27.

Tabela 27 – Resumo dos dados do Cenário 1.

<b>Resultado Real</b>				
Mês	Produção	Energia Autoconsumida	Excedente	Economias - Autoconsumo + PHP
	kWh	kWh	kWh	€
jan/19	9924	8522,7	1401,5	964,15 €
fev/19	12331	11488,2	843,2	1.319,85 €
mar/19	18769	16761,1	2008,1	1.929,20 €
abr/19	20060	15862,7	4196,8	1.929,60 €
mai/19	27872	21116	6755,7	2.520,02 €
jun/19	24996	17388,9	7607,1	2.009,11 €
jul/19	25021	19912,1	5109	2.389,70 €
ago/19	23992	16326,3	7665,2	1.961,23 €
set/19	19218	15145,9	4072	1.842,11 €
out/19	12658	11198,2	1460,1	1.374,45 €
nov/19	6511	6177,1	334,3	722,66 €
dez/19	7118	6113,6	1004,6	704,94 €
<b>ANUAL - 2019</b>	<b>208470</b>	<b>166013</b>	<b>42458</b>	<b>19.667,02 €</b>

Com a central instalada, o consumo é reduzido em função do autoconsumo. Em consequência, foi calculado o percentual de redução do consumo, ou percentual de autoconsumo, após energia autoconsumida e estão apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 – Dados de consumo Cenário 1

Mês	<b>Redução de Consumo</b>		
	Consumo Rede	Consumo Total	Redução Consumo
	kWh	kWh	%
jan/19	54080,6	62603,3	14%
fev/19	47519,5	59007,7	19%
mar/19	44559,5	61320,6	27%
abr/19	41905	57767,7	27%
mai/19	40923,3	62039,3	34%
jun/19	32302,5	49691,4	35%
jul/19	40560,1	60472,2	33%
ago/19	26845,7	43172	38%
set/19	39555,4	54701,3	28%
out/19	51011	62209,2	18%
nov/19	51971,7	58148,8	11%
dez/19	46314,5	52428,1	12%
<b>ANUAL - 2019</b>	<b>517549</b>	<b>683562</b>	<b>24,29%</b>

De forma a analisar melhor os dados energéticos de produção, consumo, autoconsumo e excedentes, foi elaborado o gráfico da Figura 23 que representa os dados médios do período de 2019.

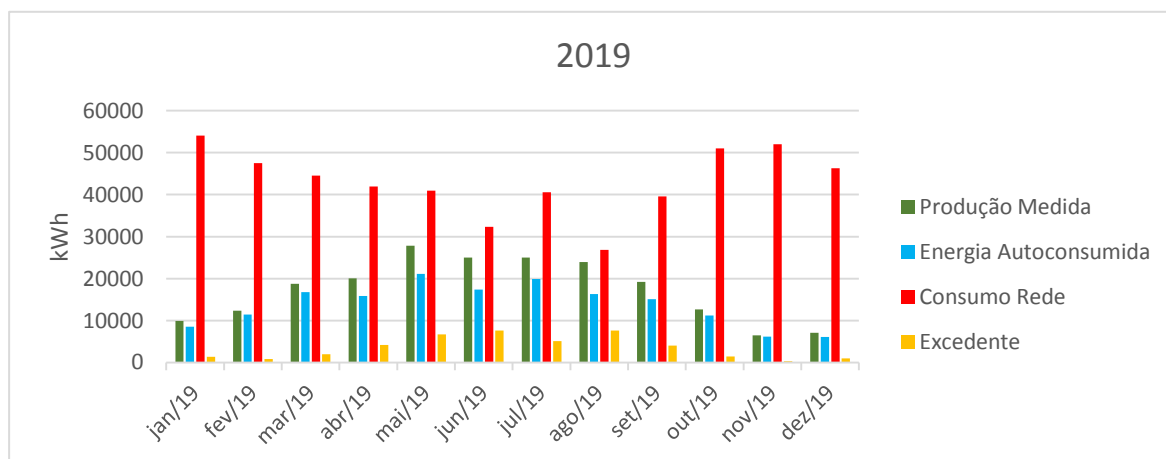


Figura 23 – Diagrama de dados da UPAC em 2019

Verificam-se ainda, na Figura 23, que os meses de menor consumo da rede, entre abril e setembro, são os meses que apresentam maiores valores de excedentes e um aumento de produção e de autoconsumo neste período.

Tendo em consideração os dados de energia excedente da UPAC, após consumo pelos participantes da comunidade, verifica-se que ainda terão excedentes a serem vendidos em mercado, conforme dados da Tabela 29 e gráfico da Figura 24.

Tabela 29 – Valores de excedentes do Cenário 1.

Cenário 1	Energia Excedente da UPAC (kWh)	Energia partilhada na CER (kWh)	Energia Excedente da CER (kWh)
Janeiro	1401,50	1366,91	34,59
Fevereiro	843,20	839,34	3,86
Março	2008,10	1991,80	16,30
Abril	4196,80	4145,90	50,90
Mai	6755,70	6755,70	0,00
Junho	7607,10	7607,10	0,00
Julho	5109,00	5109,00	0,00
Agosto	7665,20	7665,20	0,00
Setembro	4072,00	4072,00	0,00
Outubro	1460,10	1460,10	0,00
Novembro	334,30	334,30	0,00
Dezembro	1004,60	1004,60	0,00
<b>Total - 2019</b>	<b>42458</b>	<b>42352</b>	<b>106</b>

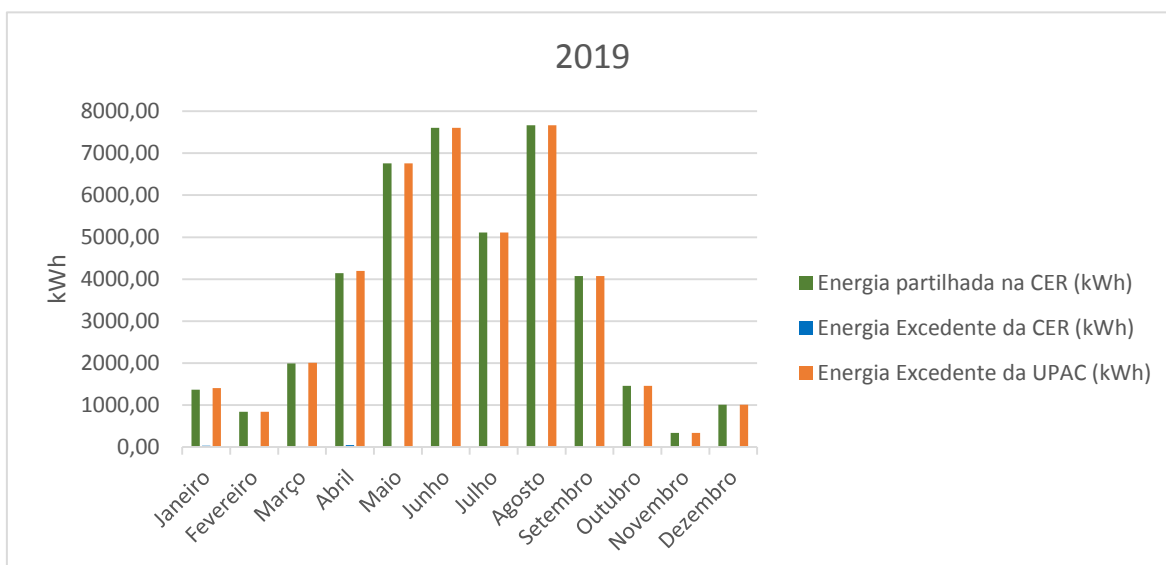


Figura 24 – Energia partilhada na CER referente Cenário 1.

Por este gráfico da Figura 24 é possível perceber que a energia excedente da UPAC é quase que totalmente consumida pelos participantes da comunidade por conta do perfil de consumo destes participantes.

#### 7.1.1. CENÁRIO 1: ANÁLISE FINANCEIRA DA COMUNIDADE

Como informado em 6.1, os cálculos dos excedentes, para os participantes da comunidade, denominados de consumidores, foram realizados com o preço médio de mercado de tarifa de energia de 0,04 €/kWh. O preço, sem as TAR, para a energia partilhada na comunidade, assim como os valores por consumidor, são apresentados na Tabela 30. Para, além disto, são apresentadas as receitas da UPAC com o autoconsumo, a potência em horas de ponta (PHP) e os excedentes.

Tabela 30 – Poupanças Comunidade e UPAC

Cenário 1	Receita Energia Partilhada (€/kWh)	Coefficiente de partilha por IU	Receita por IU (€/kWh)	Poupança - AC + PHP	Poupança - AC + PHP + Excedentes
Janeiro	79,16 €	0,50	39,58 €	964,15 €	1.043,31 €
Fevereiro	52,58 €	0,50	26,29 €	1.319,85 €	1.372,43 €
Março	134,45 €	0,50	67,22 €	1.929,20 €	2.063,64 €
Abril	272,78 €	0,50	136,39 €	1.929,60 €	2.202,37 €
Mai	450,51 €	0,50	225,25 €	2.520,02 €	2.970,52 €
Junho	509,78 €	0,50	254,89 €	2.009,11 €	2.518,89 €
Julho	345,40 €	0,50	172,70 €	2.389,70 €	2.735,11 €
Agosto	531,59 €	0,50	265,79 €	1.961,23 €	2.492,82 €
Setembro	267,80 €	0,50	133,90 €	1.842,11 €	2.109,91 €
Outubro	93,26 €	0,50	46,63 €	1.374,45 €	1.467,71 €
Novembro	22,69 €	0,50	11,34 €	722,66 €	745,34 €
Dezembro	69,89 €	0,50	34,95 €	704,94 €	774,83 €
<b>Total - 2019</b>	<b>2.829,88 €</b>		<b>1.414,94 €</b>	<b>19.667,02 €</b>	<b>22.496,90 €</b>

Como no cenário 1 são dois participantes que irão consumir a energia excedente da UPAC, o percentual de partilha para cada consumidor é de 50%. Assim, a receita que a UPAC terá pelos participantes da comunidade foi calculada, por cada consumidor, multiplicando-se a receita total pelo coeficiente de partilha. Em seguida, foi somada a poupança obtida pela UPAC da Tabela 27, com a receita que a UPAC irá obter com os excedentes pelos consumidores participantes da comunidade para obter o total de economias que a UPAC terá com autoconsumo e com a comunidade.

A energia que não será consumida pelos participantes, excedente da comunidade que está na Tabela 29, não está contabilizada nos cálculos da poupança da Tabela 30.

## 7.2. CENÁRIO 2: COMUNIDADE COM 2 UPAC E 4 UNIDADES CONSUMIDORAS

O presente cenário consiste na disponibilidade de energia em excesso produzida pelas centrais UPAC 1 e UPAC 2 e partilhada por 4 unidades consumidoras, ambas no nível de tensão MT, ilustrado na Figura 25.

Para o estudo da comunidade, os dados de consumo de uma instalação existente foram utilizados e quadruplicados os seus valores para simular uma comunidade com quatro unidades consumidoras dos excedentes das UPAC 1 e UPAC 2. Assim, os valores da

energia excedente das UPAC serão partilhados na comunidade com estes quatro participantes consumidores.

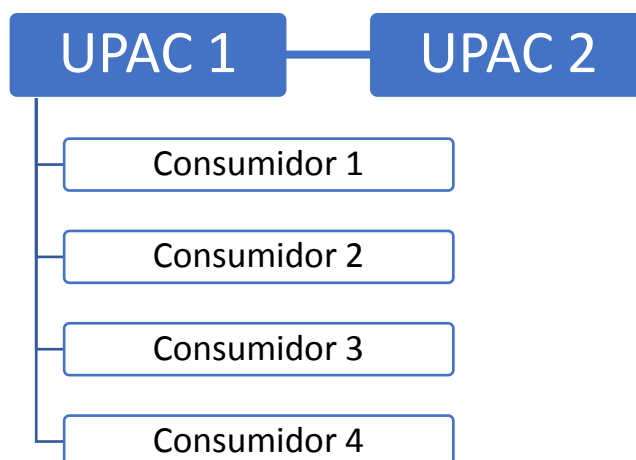


Figura 25 – Cenário 2

Os dados da UPAC estudados referem-se ao período do ano de 2019, conforme apresentados na Tabela 31. As economias foram calculadas de acordo com Equação 3, que está em 7.1.

Tabela 31 – Resumo dos dados do Cenário 2.

<b>Resultado Real</b>				
Mês	Produção	Energia Autoconsumida	Excedente	Economias - Autoconsumo + PHP
	kWh	kWh	kWh	€
jan/19	16618	15104,1	1513,8	1.690,97 €
fev/19	21074	20141,4	932,5	2.271,69 €
mar/19	31728	29263,1	2465,1	3.285,82 €
abr/19	31554	26630,9	4922,7	3.153,23 €
mai/19	44773	37079,5	7693,1	4.323,42 €
jun/19	33796	26108,6	7687,7	2.942,70 €
jul/19	39791	34389,5	5401,6	4.034,15 €
ago/19	38522	30594,9	7927,2	3.547,52 €
set/19	31384	27192,8	4191,3	3.221,48 €
out/19	20656	19130,1	1525,5	2.291,01 €
nov/19	10490	10146,6	343,8	1.178,21 €
dez/19	11877	10870,5	1006,1	1.242,97 €
<b>ANUAL - 2019</b>	<b>332262</b>	<b>286652</b>	<b>45610</b>	<b>33.183,17 €</b>

Com a central instalada, o consumo é reduzido em função do autoconsumo. Em consequência, foi calculado o percentual de redução do consumo, ou percentual de autoconsumo, após energia autoconsumida e estão apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 – Dados de consumo Cenário 2.

Mês	Redução de Consumo		
	Consumo Rede	Consumo Total	Redução Consumo
	kWh	kWh	%
jan/19	87415	102519,1	15%
fev/19	76527,3	96668,7	21%
mar/19	73916,8	103179,9	28%
abr/19	70673,5	97304,4	27%
mai/19	65931	103010,5	36%
jun/19	62963	89071,6	29%
jul/19	70029,2	104418,7	33%
ago/19	56475,5	87070,4	35%
set/19	69574,9	96767,7	28%
out/19	84864,7	103994,8	18%
nov/19	93756,7	103903,3	10%
dez/19	85987	96857,5	11%
<b>ANUAL - 2019</b>	<b>898115</b>	<b>1184767</b>	<b>24,19%</b>

De forma a analisar melhor os dados energéticos de produção, consumo, autoconsumo e excedentes, foi elaborado o gráfico da que representa os dados médios do período de 2019.

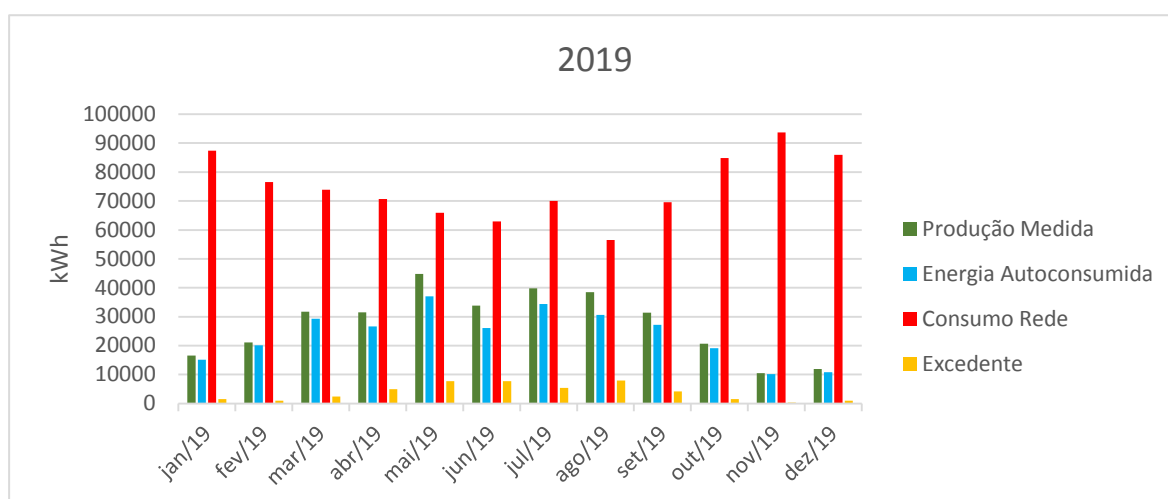


Figura 26 - Diagrama de dados das UPAC 1 e UPAC 2 em 2019.

Verificam-se ainda, na Figura 26, que os meses de menor consumo da rede, entre fevereiro e setembro, são os meses que apresentam maiores valores de excedentes e um aumento de produção e de autoconsumo neste período.

Tendo em consideração os dados de energia excedente da UPAC, após consumo pelos participantes da comunidade, verifica-se que ainda terão excedentes a serem vendidos em mercado, conforme dados da Tabela 33 e gráfico da Figura 27.

Tabela 33 – Valores de excedentes do Cenário 2.

Cenário 1	Energia Excedente da UPAC (kWh)	Energia partilhada na CER (kWh)	Energia Excedente da CER (kWh)
Janeiro	1513,80	569,89	943,91
Fevereiro	932,50	787,61	144,89
Março	2465,10	1462,20	1002,90
Abril	4922,70	1748,41	3174,29
Mai	7693,10	4184,93	3508,17
Junho	7687,70	3890,71	3796,99
Julho	5401,60	2831,50	2570,10
Agosto	7927,20	2951,90	4975,30
Setembro	4191,30	1836,05	2355,25
Outubro	1525,50	972,60	552,90
Novembro	343,80	267,55	76,25
Dezembro	1006,10	256,90	749,20
<b>Total - 2019</b>	<b>45610</b>	<b>21760</b>	<b>23850</b>

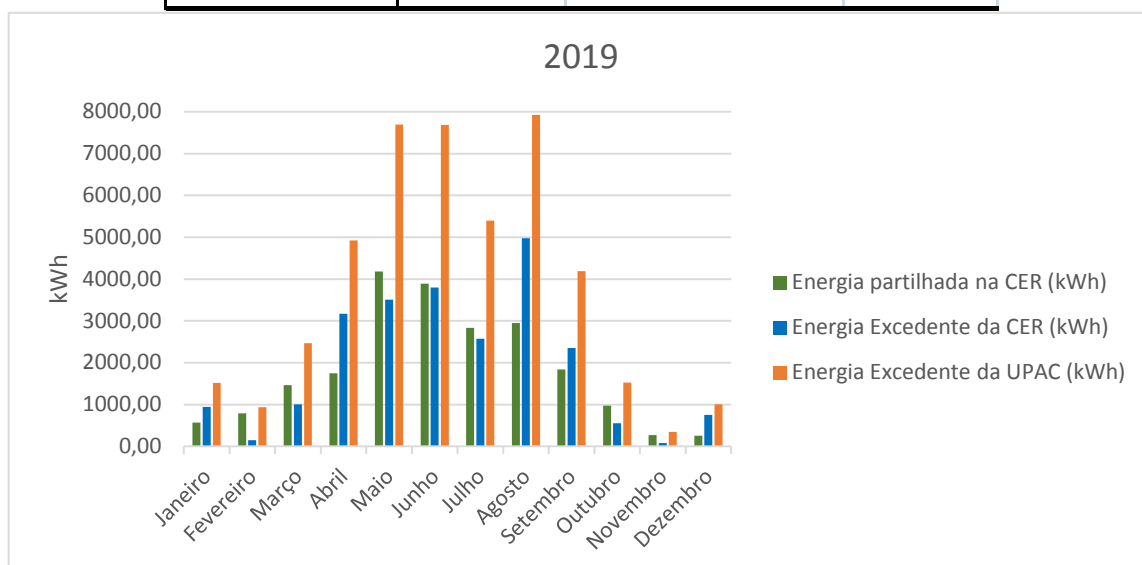


Figura 27 - Energia partilhada na CER referente Cenário 2.

Por este gráfico da Figura 27 é possível perceber que ainda terão muitos excedentes das centrais UPAC 1 e UPAC 2 que não serão consumidos pela comunidade, devido ao perfil de consumo dos participantes ser baixo. Assim, estes excedentes da comunidade ainda poderão ser vendidos em mercado.

### 7.2.1. CENÁRIO 2: ANÁLISE FINANCEIRA DA COMUNIDADE

Como informado em 6.1, os cálculos dos excedentes, para os clientes da comunidade, denominados de IU, foram realizados com o preço médio de mercado de tarifa de energia de 0,04 €/kWh. O preço, sem as TAR, para a energia partilhada na comunidade, assim como os valores por cada IU estão na Tabela 34. Para, além disto, são apresentadas as receitas das UPAC com o autoconsumo, a potência em horas de ponta (PHP) e os excedentes.

Tabela 34 – Poupanças Comunidade e pelas UPAC

Cenário 2	Receita Energia Partilhada (€/kWh)	Coefficiente de partilha por IU	Receita por IU (€/kWh)	Poupança - AC + PHP	Poupança - AC + PHP + Excedentes
Janeiro	34,82 €	0,25	8,71 €	1.690,97 €	1.725,79 €
Fevereiro	50,93 €	0,25	12,73 €	2.271,69 €	2.322,62 €
Março	108,84 €	0,25	27,21 €	3.285,82 €	3.394,66 €
Abril	131,53 €	0,25	32,88 €	3.153,23 €	3.284,76 €
Mai	313,40 €	0,25	78,35 €	4.323,42 €	4.636,81 €
Junho	280,92 €	0,25	70,23 €	2.942,70 €	3.223,62 €
Julho	218,41 €	0,25	54,60 €	4.034,15 €	4.252,56 €
Agosto	231,63 €	0,25	57,91 €	3.547,52 €	3.779,15 €
Setembro	143,06 €	0,25	35,77 €	3.221,48 €	3.364,54 €
Outubro	64,45 €	0,25	16,11 €	2.291,01 €	2.355,47 €
Novembro	18,70 €	0,25	4,68 €	1.178,21 €	1.196,92 €
Dezembro	16,15 €	0,25	4,04 €	1.242,97 €	1.259,12 €
<b>Total - 2019</b>	<b>1.612,85 €</b>		<b>403,21 €</b>	<b>33.183,17 €</b>	<b>34.796,02 €</b>

Como no cenário 2 são quatro participantes que irão consumir a energia excedente das UPAC 1 e UPAC 2, o percentual de partilha para cada consumidor é de 25%. Assim, a receita que a UPAC terá pelos participantes da comunidade foi calculada, por cada consumidor, multiplicando-se a receita total pelo coeficiente de partilha de 0,25. Em seguida, foi somada a poupança obtida pela UPAC da Tabela 31, com a receita que as UPAC irão obter com os excedentes pelos consumidores participantes da comunidade para obter o total de economias que as UPAC terão com autoconsumo e com a comunidade.

A energia que não será consumida pelos participantes, excedente da comunidade que está na Tabela 33, não está contabilizada nos cálculos da poupança da Tabela 34.



## 8. CONCLUSÕES

Com a descentralização da produção energética, os regimes de produção especial vêm crescendo a nível mundial. Devido a este crescimento, torna-se necessário que exista legislação específica para o mercado, com vista a novas instalações de unidades produtoras de FER.

Para promover a utilização de energia através de FER e atendendo à Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, os países-membros estão a fazer a revisão da legislação, estabelecendo regimes jurídicos para produção de eletricidade destinada ao autoconsumo. Desta forma, este trabalho foca-se na nova legislação de Portugal e Espanha, em vigor desde 2020 e 2019, respectivamente, consagrando a definição de conceitos de autoconsumo, bem como os autoconsumidores que atuam individualmente e os que atuam coletivamente, bem como as comunidades de energia renovável.

De forma a desenvolver o presente trabalho, iniciou-se a pesquisa da estrutura dos sistemas elétricos nacionais do mercado Ibérico, passando para o estudo dos mercados de energia e às tarifas e custos associados à aquisição e comercialização de energia elétrica.

Em seguida, foi realizado um estudo sobre as novas legislações dos dois países, permitindo o conhecimento de novos modelos de negócios permitidos, nomeadamente o autoconsumo coletivo e as CER. Como a maioria dos consumidores não tem condição de arcar com os custos de uma instalação individual, estes novos modelos de negócio permitem que sejam partilhados, no seu seio, os excedentes provenientes da unidade produtoras (UPAC) com as unidades consumidoras que não possuem UPAC.

O investimento em centrais UPAC pode ser individual, partilhando apenas os excedentes com os demais consumidores, ou pode ser feito rateando-se os custos entre todos os membros da comunidade ou do autoconsumo coletivo.

Diante disto, foram apresentados os cálculos de investimento para 1 única UPAC no cenário 1 e para 2 UPAC, no caso do cenário 2. Sendo que, no caso do cenário 2, foram apresentados os valores de investimento para 2 UPAC com investimentos individuais e os valores de investimento em conjunto destas UPAC. Assim, foram determinados os valores de *Payback*, VAL e TIR e as poupanças obtidas, apresentando resultados de viabilidade muito interessantes.

Neste trabalho, como os níveis de tensão são iguais, ambos MT, não foi considerado o desconto das TAR, porém, foi considerado que os consumidores têm a vantagem de obter valores reduzidos no termo de energia. Isto, partindo da premissa que os produtores irão praticar melhores tarifas para os integrantes da comunidade através de valores inferiores aos valores pagos nas faturas de energia atuais.

O modelo de negócio teve como base instalações de produção e de consumo existentes, com perfis de consumo e produção a cada 15 minutos e fornecimento em MT. Este modelo de negócio permite demonstrar a aplicabilidade das comunidades de energia entre empresas, obtendo os excedentes das produções para atender aos consumos de instalações sem UPAC.

O programa informático utilizado foi o Microsoft Excel e a plataforma de monitorização das centrais através do Kisense, por meio da *Internet*, onde foram obtidos os dados utilizados.

Com os resultados obtidos, verificou-se que, após consumo dos excedentes nas unidades consumidoras, ainda tiveram excedentes da comunidade a serem partilhados. No caso do cenário 1, como as unidades consumidoras possuem perfis de consumo maiores, consumirá quase a totalidade dos excedentes da UPAC. No caso do cenário 2, como as unidades consumidoras tem perfis de consumo reduzidos, conseqüentemente, restaram muitos excedentes da comunidade a serem negociados em mercado pelas UPAC.

De referir que os excedentes da comunidade dependerão do número de consumidores participantes na partilha de energia. No caso do cenário 2, como restaram muitos excedentes após consumos pela comunidade, é possível incluir novas unidades consumidoras. Já no caso do cenário 1, como restaram poucos excedentes da comunidade, não seria viável a inclusão de novas unidades consumidoras.

Em termos gerais, o modelo de negócio de comunidade de energia possibilita ao produtor comercializar os excedentes a um preço mais vantajoso para si e para os consumidores, contribuindo para a sustentabilidade pela energia renovável produzida localmente, reduzindo as perdas do sistema, resultando em maior segurança no fornecimento de energia.

## **8.1. PERSPETIVAS DE TRABALHOS FUTUROS**

Na sequência deste trabalho, sugere-se o estudo de cenários de comunidades com diferentes níveis de tensão e diferentes tipos de consumidores, que assegurem o máximo de consumo aos excedentes energéticos das UPAC.

Outro ponto de estudo é a possibilidade de efetuar um mix energético na comunidade com outro tipo de geração. Uma ideia é a partilha na comunidade que possua unidades de geração eólica, solar e hidroelétrica.

Por outro lado, pode-se incluir o armazenamento para absorver os excedentes das produções em horário de ponta e de cheias pelas UPAC para serem utilizados pelos consumidores domésticos em horários de vazio e super vazio, por exemplo, fazendo análise económica destas instalações.



# REFERÊNCIAS

- AIE. (2019). *World Energy Outlook 2019*. Acesso em 25 de 11 de 2019, disponível em Agência Internacional de Energia: <https://www.iea.org/weo2019/>
- BOE. (19 de 09 de 2007). *Real Decreto 1110/2007 - Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*. Acesso em 26 de 04 de 2020, disponível em Documento consolidado BOE-A-2007-16478: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-16478>
- BOE. (27 de 12 de 2013). *Ley 24/2013*. Acesso em 16 de 11 de 2019, disponível em Boletín Oficial del Estado: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>
- BOE. (05 de 04 de 2019). *Real Decreto 244/2019*. Acesso em 25 de 11 de 2019, disponível em Boletín Oficial del Estado: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089)
- BOE. (19 de 12 de 2019a). *Ordem TEC/1281/2019 - Instruções técnicas complementares ao Regulamento unificado de pontos de medida do sistema elétrico*. Acesso em 14 de 05 de 2020, disponível em Legislação consolidada: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-2&tn=3&acc=A>
- BOE. (11 de 01 de 2019a). *Real Decreto-ley 1/2019*. Acesso em 25 de 02 de 2020, disponível em [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-315](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-315)
- CNE e ERSE. (Fevereiro de 2002). *BREVE COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ESPANHA E PORTUGAL*. Acesso em 27 de 11 de 2019, disponível em Comisión Nacional de Energía e Entidade Reguladora do Setor Elétrico: <http://www.erse.pt/pt/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPapersBoletins/KB/Attachments/338/res0BC159C517F74A6299412146D7935E23.pdf>
- CNMC. (24 de 01 de 2020). *La CNMC aprueba la Circular 3/2020 que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de*

- electricidad*. Acesso em 12 de 03 de 2020, disponível em <https://www.cnmc.es/prensa/circular-3-2020-peajes-electricidad-transporte-distribucion-20200124>
- CNMC. (02 de 2020). *Plan de Actuación*. Acesso em 25 de 02 de 2020, disponível em [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/CNMC/202002\\_Plan%20de%20actuacion%202020.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/CNMC/202002_Plan%20de%20actuacion%202020.pdf)
- CNMC. (24 de 01 de 2020a). *Las diez cosas que tienes que saber sobre la nueva factura de la luz*. Acesso em 28 de 03 de 2020, disponível em <https://blog.cnmc.es/2020/01/24/nueva-factura-luz-horarios/>
- CNMC. (15 de 01 de 2020b). *Circular 3/2020*. Acesso em 26 de 03 de 2020, disponível em [cnmc.es/sites/default/files/2875531\\_3.pdf](http://www.cnmc.es/sites/default/files/2875531_3.pdf)
- Cúmano, D. H. (10 de 2015). *Análise Tecno-Económica do Sector Eléctrico Ibérico e Situação em Portugal*. Acesso em 15 de 11 de 2019, disponível em <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/1126295043834872/Thesis.pdf>
- Dantas, O. D., & Apolonio, R. (2019). Impactos da alta penetração fotovoltaica na rede elétrica em relação à qualidade de energia. *Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento*, 11(07), 166-177.
- DGEG. (30 de 12 de 2019a). *Despacho n.º 46/2019 - Regras de funcionamento de plataforma informática do Autoconsumo*. Acesso em 07 de 04 de 2020, disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>
- DGEG. (02 de 2020). *Estatísticas rápidas - n.º 183 - fevereiro de 2020*. Acesso em 13 de 04 de 2020, disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>
- DGEG. (23 de 01 de 2020a). *Portaria n.º 15/2020 - Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção e comercialização de eletricidade*. Acesso em 11 de 04 de 2020, disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/128415686/details/maximized>

- DGEG. (03 de 02 de 2020b). *Despacho n.º 4/2020 de 3 de fevereiro, que aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade*. Acesso em 11 de 04 de 2020, disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/?cn=636364478673AAAAAAAAAAAAA>
- DRE. (25 de 10 de 2019a). *Decreto-Lei n.º 162/2019*. Acesso em 27 de 10 de 2019, disponível em Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/125692189/details/maximized>
- DRE. (03 de 06 de 2019b). *Decreto-Lei n.º 76/2019*. Acesso em 03 de 04 de 2020, disponível em Diário da República Eletrónico: <https://dre.pt/web/guest/home/-/dre/122476954/details/maximized>
- EDP Distribuição. (03 de 2016). *Relatório da Qualidade de Serviço 2015*. Acesso em 25 de 02 de 2020, disponível em <https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-02/Relato%CC%81rio%20da%20Qualidade%20de%20Servic%CC%A7o%202015.pdf>
- EDP Distribuição. (03 de 2017). *Relatório da Qualidade de Serviço 2016*. Acesso em 25 de 02 de 2020, disponível em <https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-02/Relato%CC%81rio%20da%20Qualidade%20de%20Servic%CC%A7o%202016%20Final.pdf>
- EDP Distribuição. (02 de 2019). *Relatório da Qualidade de Serviço 2017*. Acesso em 25 de 02 de 2020, disponível em <https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-02/RelatorioQualidadeServico2017.pdf>
- EDP Distribuição. (2019). *Relatorio da Qualidade de Servico 2018*. Acesso em 25 de 02 de 2020, disponível em <https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-05/Relatorio%20da%20Qualidade%20de%20Servico%202018.pdf>
- EDP Espanha. (s.d.). *O setor de energia na Espanha*. Acesso em 07 de 01 de 2020, disponível em <https://espana.edp.com/es/edp-espana/sector-energetico>
- ERSE. (4 de 05 de 2017). *Gestão de Contratos Energia Elétrica e Gás Natural*. Acesso em 25 de 02 de 2020, disponível em

[https://www.erse.pt/media/vumcijnxa/contrata%C3%A7%C3%A3o-de-energia\\_iapmei\\_4.pdf](https://www.erse.pt/media/vumcijnxa/contrata%C3%A7%C3%A3o-de-energia_iapmei_4.pdf)

ERSE. (2019). *Eletricidade*. Acesso em 23 de 12 de 2019, disponível em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <https://www.erse.pt/eletricidade/o-setor/>

ERSE. (12 de 2019a). *Estrutura Tarifária 2020*. Acesso em 26 de 02 de 2020, disponível em <https://www.erse.pt/media/3hld3udz/estrutura-tarif%C3%A1ria-2020-dez19.pdf>

ERSE. (16 de 12 de 2019b). *Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020*. Acesso em 09 de 03 de 2020, disponível em [https://www.erse.pt/media/rpwpenao/dossier-de-imprensa\\_tarifas-ee2020.pdf](https://www.erse.pt/media/rpwpenao/dossier-de-imprensa_tarifas-ee2020.pdf)[https://www.erse.pt/media/rpwpenao/dossier-de-imprensa\\_tarifas-ee2020.pdf](https://www.erse.pt/media/rpwpenao/dossier-de-imprensa_tarifas-ee2020.pdf)

ERSE. (22 de 01 de 2020). *Diretiva (extrato) n.º 2/2020: Perfis de perdas aplicáveis em 2020*. Acesso em 27 de 02 de 2020, disponível em <https://www.erse.pt/media/rnjbovia/diretiva-2-2020-perfis-perdas.pdf>

ERSE. (2020a). *Proveitos das actividades reguladas*. Acesso em 08 de 01 de 2020, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Paginas/Proveitospermitted.aspx>

ERSE. (20 de 03 de 2020a). *Regulamento n.º 266/2020*. Acesso em 01 de 04 de 2020, disponível em <https://www.apren.pt/contents/legislation/regulamento-no-266-2020-da-erse.pdf>

ERSE. (2020b). *Comercialização*. Acesso em 24 de Janeiro de 2020, disponível em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/comercializacao/>

ERSE. (20 de 03 de 2020b). *Diretiva n.º 5/2020 - Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP em 2020*. Acesso em 10 de 04 de 2020, disponível em [https://dre.pt/web/guest/home/-/dre/130469271/details/maximized?serie=II&parte\\_filter=33&day=2020-03-20&date=2020-03-01&dreId=130469191](https://dre.pt/web/guest/home/-/dre/130469271/details/maximized?serie=II&parte_filter=33&day=2020-03-20&date=2020-03-01&dreId=130469191)

- ERSE. (s.d.). *NÚMEROS E ESTATÍSTICAS / ELETRICIDADE*. Acesso em 30 de 01 de 2020, disponível em <https://www.erse.pt/numeros-e-estatisticas/eletricidade/>
- ERSE. (s.d.). *Tarifas e Preços*. Acesso em 25 de 11 de 2019, disponível em <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>
- ETSI. (Fevereiro de 2008). *Introducción al Análisis de los Sistemas de Energía Eléctrica*. (Departamento de Electrotecnia y Sistemas) Acesso em 27 de 11 de 2019, disponível em <https://slideplayer.es/slide/4013193/>
- German Solar Industry Association. (31 de 10 de 2014). *Reducing barriers hampering large-scale integration of PV electricity into the distribution grid (PV GRID)*.  
Fonte: INTELLIGENT ENERGY EUROPE:  
<https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/pv-grid#results>
- Haque, M. M., & Wolfs, P. (2016). A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1195-1208.
- Mahmud, N., & Zahedi, A. (10 de 2016). Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, pp. 582-595.
- Mateo, C., Cossent, R., Gómez, T., Prettico, G., Frías, P., Fulli, G., . . . Postigo, F. (2018). Impact of solar PV self-consumption policies on distribution networks and regulatory implications. *Solar Energy*, 62-72.
- MIBEL. (17 de 05 de 2011). *Memorando de Entendimento*. Acesso em 23 de Janeiro de 2020, disponível em Documentos MIBEL: [https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/07/documentos\\_documentos\\_MoU\\_MIBEL\\_dc076e83\\_e85e40a9.pdf](https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/07/documentos_documentos_MoU_MIBEL_dc076e83_e85e40a9.pdf)
- MIBEL. (07 de 2019). *ESTUDO SOBRE COMPARAÇÃO DOS PREÇOS MIBEL(À VISTA E A PRAZO) COM OUTROS MERCADOS EUROPEUS E A SUA RELAÇÃO COM*

- O MERCADO ÚNICO*. Acesso em 28 de 02 de 2020, disponível em MIBEL:  
[https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2019/07/20190705E\\_PT.pdf](https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2019/07/20190705E_PT.pdf)
- MIBEL. (2020). *Início*. Acesso em 24 de 03 de 2020, disponível em Mercado Ibérico de Eletricidade: <https://www.mibel.com/>
- Ministerio para la Transición Ecológica. (s.d.). *Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica*. Acesso em 14 de 05 de 2020, disponível em Sede eletrónica del Ministerio:  
<https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/REA/Vista/RegistroPublico.aspx#>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.d.). *Estadísticas y Balances Energéticos*. Acesso em 19 de 02 de 2020, disponível em <https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/Electricas-Anuales2016-2018.aspx>
- OMIE. (2014). *Relatório de Gestão*. Acesso em 28 de 02 de 2020, disponível em [http://www.omel.es/files/informe\\_corporativo\\_portugues\\_1.pdf](http://www.omel.es/files/informe_corporativo_portugues_1.pdf)
- OMIE. (29 de 02 de 2020). *Curvas agregadas de oferta e demanda*. Acesso em 29 de 02 de 2020, disponível em <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?>
- OMIE. (2020). *Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado diário*. Acesso em 28 de 02 de 2020, disponível em <https://www.omie.es/pt/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- OMIE. (s.d.). *Introdução*. Acesso em 02 de 12 de 2019, disponível em <http://m.omie.es/pt/principal/informacao-da-companhia?m=yes>
- OMIP. (2019). *Funções*. Acesso em 24 de Janeiro de 2020, disponível em Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português: <https://www.omip.pt/pt/funcoes-1>
- Opengy. (15 de 08 de 2018). *A operação do sistema elétrico na Espanha*. Acesso em 24 de 03 de 2020, disponível em [opengy.com/funcionamiento-sistema-electrico-espana/](http://opengy.com/funcionamiento-sistema-electrico-espana/)
- PH Energia, Lda. (s.d.). Apresentação Institucional . Porto.

- Pinto, C. (16 de 12 de 2016). *NetEffiCity*. Fonte: Compete 2020: [https://www.compete2020.gov.pt/noticias/detalhe/Proj18015\\_NetEffiCity](https://www.compete2020.gov.pt/noticias/detalhe/Proj18015_NetEffiCity)
- PNIEC Espanha. (02 de 2019). *BORRADOR DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030*. Acesso em 17 de 01 de 2020, disponível em [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/documentoparticipacionpublicaborradordeplannacionalintegradoeenergíayclima2021-2030\\_tcm30-487344.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/documentoparticipacionpublicaborradordeplannacionalintegradoeenergíayclima2021-2030_tcm30-487344.pdf)
- PNIEC Portugal. (28 de 01 de 2019). *Plano Nacional Energia-Clima 2030*. (DGEG) Acesso em 17 de 01 de 2020, disponível em <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=0eada7c4-4f17-4d13-a879-6700f302b7e0>
- Red Eléctrica de España. (s.d.). *Gestor de la red y transportista*. Acesso em 02 de 12 de 2019, disponível em <https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>
- REE. (19 de 12 de 2019). *El sistema eléctrico español. Previsión de cierre 2019*. Acesso em 18 de 02 de 2020, disponível em <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/sistema-electrico-espanol-prevision-cierre-2019>
- REE. (2019a). *Gestor de la red y transportista*. Acesso em 02 de 12 de 2019, disponível em Red Eléctrica de España: <https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>
- REE. (28 de 06 de 2019b). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2018*. Acesso em 17 de 02 de 2020, disponível em <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>
- REE. (s.d.). *Balance Eléctrico*. Acesso em 31 de 01 de 2020, disponível em <https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico>

- REN. (23 de 11 de 2019a). *O Setor Elétrico*. Acesso em 23 de 12 de 2019, disponível em Redes Energéticas Nacionais: [https://www.ren.pt/pt-PT/o\\_que\\_fazemos/eletricidade/o\\_setor\\_eletrico](https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico)
- Rocha, F. J. (07 de 2019). *Estudo do impacto das energias renováveis no OMIE*. Acesso em 29 de 02 de 2020, disponível em [https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/14981/1/DM\\_FilipeRocha\\_2019\\_MEESE.pdf](https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/14981/1/DM_FilipeRocha_2019_MEESE.pdf)
- SEE. (27 de 11 de 2019a). *Estrutura Setorial*. Fonte: Secretaría de Estado de Energía: <https://energia.gob.es/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>
- SEE. (2019b). *Energía Eléctrica*. Acesso em 21 de 02 de 2020, disponível em Secretaria de Estado de Energía: <https://energia.gob.es/electricidad/Distribuidores/Paginas/Distribuidores.aspx>
- Sousa, A., Martins, F., & Rodrigues, N. (2009). *IST Ambiente*. Acesso em 27 de 11 de 2019, disponível em Seminários sobre a Inovação e Desenvolvimento Sustentável 2009-2010 - Uma estratégia energética: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/investigacao/istambiente/ist-green-campus>
- UNEF. (04 de 05 de 2020). *Real Decreto 244/2019*. Fonte: Autoconsumo: <https://autoconsumo.unef.es/real-decreto-244-2019/>