

D4.2 IMPACTOS DOS CONCEITOS PVP NO SISTEMA DE REDE

Conceitos e diretrizes

PVP4Grid

D4.2

Contributo de Portugal (APESF e LNEG)

Novembro 2019



Índice

0	RESUMO	3
1	INTRODUÇÃO.....	4
1.1	Descrição do sistema de rede em Portugal.	4
1.2	O novo quadro regulamentar da UE para o autoconsumo.....	8
1.2.1	O novo quadro regulamentar a UE para o autoconsumo	9
1.2.2	As primeiras disposições relativas à rede	10
2	IMPLICAÇÕES PRINCIPAIS DO CONCEITO PVP4GRID NO SISTEMA DE REDE....	13
2.1	O modelo de autoconsumo coletivo e o seu impacto na rede elétrica.....	14
2.2	Cenários e modelos de negócio.....	14
2.3	Descrição dos resultados.....	16
2.3.1	Resultados do Grupo 2.....	17
2.3.2	Resultados do Grupo 3.....	19
2.3.3	Conclusões	22
3	BENEFÍCIOS CHAVE E DESAFIOS DA PRESPECTIVA DO SISTEMA DE REDE	24

0 RESUMO

O «Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus» (Pacote CE4AE) introduziu uma atualização global da política energética da União Europeia. Além de outras alterações importantes, as novas regras incentivam a que entidades individuais e coletivas se tornem produtores/consumidores de energia (*prosumers* na terminologia anglo saxónica), ou seja, produzam, armazenem ou vendam a sua própria energia, com origem em fontes renováveis.

O projeto **PVP4Grid** explora diferentes conceitos de *prosumidores* com energia fotovoltaica (FV), particularmente em termos de comunidades de energia, realizando análises qualitativas e simulações quantitativas e testando os conceitos de *prosumidor* fotovoltaico em oito países da UE, com o objetivo geral de entender melhor os factores que podem, potencialmente, permitir ou dificultar o processo dos consumidores se tornarem *prosumidores* fotovoltaicos, de forma economicamente viável.

Este relatório analisa os conceitos dos *prosumidores* fotovoltaicos e as suas implicações, quer na rede elétrica quer nos principais intervenientes no processo em Portugal. Estes intervenientes incluem os intervenientes mais relevantes, assim como os órgãos Reguladores, os Operadores do Sistema de Distribuição (DSOs), os Operadores do Sistema de Transmissão (TSOs), os comercializadores de energia elétrica, as empresas de serviços de energia (ESCOs), as associações de consumidores, os Agregadores, e outros. O surgimento de *prosumidores* e de Comunidades de Energia coloca novos desafios em termos de especificações técnicas da rede elétrica e da sua gestão, mudanças ao nível dos modelos de negócio e desafios regulatórios no sentido de otimização de todo o sistema. O relatório apresenta os principais resultados da simulação e teste de vários conceitos de *prosumidores* em Portugal, bem como a visão e perceção dos diferentes intervenientes que discutiram este assunto no *workshop* PVP4Grid organizado em Lisboa a 27 de setembro de 2019.

O relatório está estruturado da seguinte forma:

- O **primeiro capítulo** descreve a rede elétrica nacional e os principais intervenientes em Portugal, sendo também apresentado um resumo do novo quadro regulamentar a nível da União Europeia.
- O **segundo capítulo** apresenta os resultados principais e conclusões, para Portugal, da simulação quantitativa e teste dos diferentes conceitos de *prosumidores* desenvolvidos no contexto do projeto *PVP4Grid*.
- O **terceiro capítulo** refere as conclusões do *workshop* *PVP4Grid*, resumindo as opiniões dos intervenientes bem como os desafios e benefícios que se colocam à implementação dos diferentes conceitos de *prosumidores* fotovoltaicos em Portugal.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Descrição do sistema de rede em Portugal.

O sistema de rede em Portugal, em que as linhas principais de alta tensão e interligações com Espanha estão refletidas na Fig. 1, caracteriza-se por um sistema de ligação Norte-Sul em alta tensão, conectando as cidades principais situadas sobretudo na zona costeira, e ramificações horizontais que ligam o interior do país e Espanha. A rede de distribuição fornece praticamente 100 % da energia elétrica necessária a toda a população, a partir das ramificações principais.

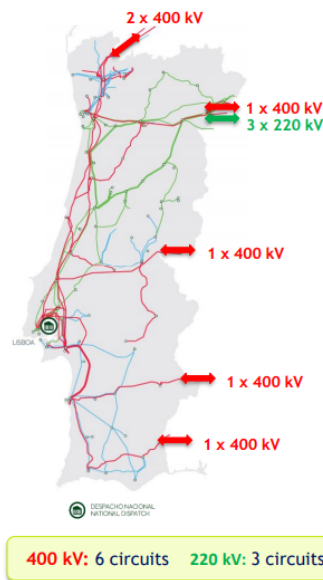


Fig. 1: Rede de distribuição em alta tensão e interligações em Portugal (fonte REN).

Os valores principais da Rede de Transmissão Nacional estão refletidos na Figura 2.

• National Transmission Grid

	2017	2016	Var.
Comprimento das Linhas (km) Length of Lines (km)	8 907	8 863	44
400 kV	2 714	2 670	44
220 kV	3 611	3 611	0
150 kV	2 582	2 582	0
Potência de Transformação (MVA) Transformer Capacity (MVA)	37 382	36 636	746
Autotransformação (MAT/MAT) Autotransformers (VHV/VHV)	14 340	13 890	450
Transformação (MAT/AT) Transformers (VHV/HV)	22 722	22 426	296
Transformação (MAT/MT) Transformers (VHV/MV)	320	320	0

Fig. 2: Resumo da Rede de Transmissão Nacional (font REN).

Por enquanto, Portugal mantém boas interconexões com Espanha, com 2,1 GW para importação e 3 GW para exportação, correspondendo a cerca de 13% de toda a capacidade instalada.

No entanto, as ambições fortes de Portugal no âmbito do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC2030), com 80% de Renováveis para eletricidade em 2030, e em particular cerca de 9 GW para a capacidade instalada total de energia fotovoltaica em 2030, exigem mudanças importantes na rede elétrica, com melhorias tanto no nível regional quanto no nível das interconexões. De facto, a dispersão geográfica da geração de RES requer um desenvolvimento estratégico da rede, incluindo aspetos de planeamento ambiental e espacial .

A evolução da procura e da oferta está representada na Figura 3 e caracteriza-se por uma procura mais ou menos constante em torno de 50 TWh por ano, e uma oferta já com um forte componente de Renováveis da ordem de 30% que, por enquanto, depende grandemente das condições anuais de precipitação e hidroelétricas.

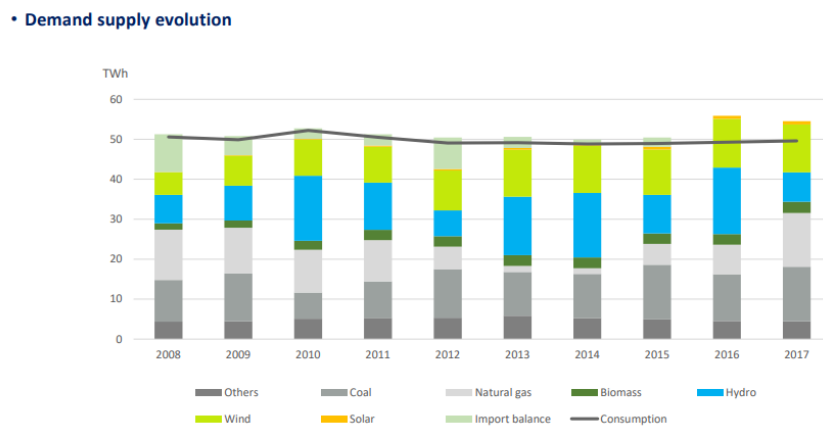


Fig. 3: Evolução da oferta e procura (fonte REN).

O mês de março de 2018 já foi um ponto-chave notável para a eletricidade renovável em Portugal, pois as renováveis produziram 103,6% da procura de eletricidade no continente, durante todo o mês. Esta situação mostrou a capacidade e flexibilidade do sistema para integrar altos níveis de renováveis, ilustrando como o sistema funcionará no futuro com uma alta parcela da renováveis variáveis no tempo, revelando a importância da capacidade de interconexão entre os países e o papel do equilíbrio hídrico nos sistemas de bombagem.

A média anual dos preços diários do mercado do MIBEL (Mercado Ibérico Integrado de Eletricidade) em Portugal foi de 57,5 €/ MWh, que refletiu um aumento de 9,6% em relação ao ano passado. De facto, em 2018 alguns fatores técnico/económicos foram identificados como facilitadores dos preços altos da eletricidade com: o aumento da procura de eletricidade (2,5% sobre o valor de 2017) em Portugal continental (1,7% ao considerar correções de temperatura e número de dias úteis); o aumento do preço das licenças de emissão de CO₂ no mercado europeu

em 2,7 vezes em comparação com 2017, com uma média anual de 2018 de 15,9 € / tCO₂; o aumento dos preços dos produtos em relação aos valores de 2017 (34% para gás natural e 15% para carvão); e o encerramento de centrais nucleares em Espanha e em outros mercados europeus, levando a um aumento dos preços da eletricidade em toda a Europa.

A Figura 4 mostra os preços mensais do mercado de eletricidade nos últimos dois anos em Portugal, refletindo o impacto positivo das energias renováveis no mesmo período. Destaca-se o valor de março de 2018, principalmente devido à alta participação de renováveis, já mencionada, e o menor valor para o preço mensal do mercado de eletricidade (39,75 €/ MWh).

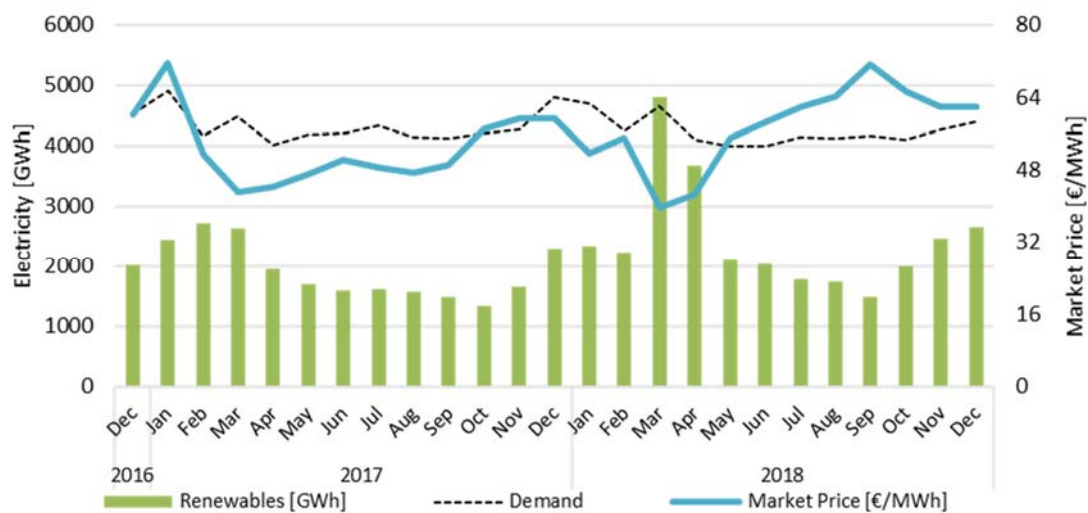


Fig. 4: Evolução mensal do preço do mercado de eletricidade (fonte OMIE, REN com análise APREN).

O Sistema Elétrico Português incorpora seis funções principais: produção de eletricidade; transmissão; distribuição; operação do mercado de eletricidade e operações logísticas entre produtores e consumidores de energia.

Atualmente, o Sistema Português de Eletricidade está totalmente reformulado. O processo iniciou-se em 1995, inspirado nos mesmos princípios da Diretiva Europeia 96/92/EC, de 19 de dezembro, que define regras comuns para a formação do Mercado Interno de Eletricidade. A antiga estrutura vertical da empresa estatal EDP foi privatizada sob a forma de uma sociedade de ações.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada em 1995 com o objetivo de proteger os consumidores, garantir uma qualidade comercial e técnica adequada do fornecimento de energia, promover um acesso aberto à informação entre todos os intervenientes no sistema (ou seja, participantes do mercado, produtores e operadores de rede), garantindo uma remuneração

justa para os intervenientes no mercado, através da definição de uma tarifa transparente para os consumidores.

A organização do mercado elétrico português está representada na Figura 5.

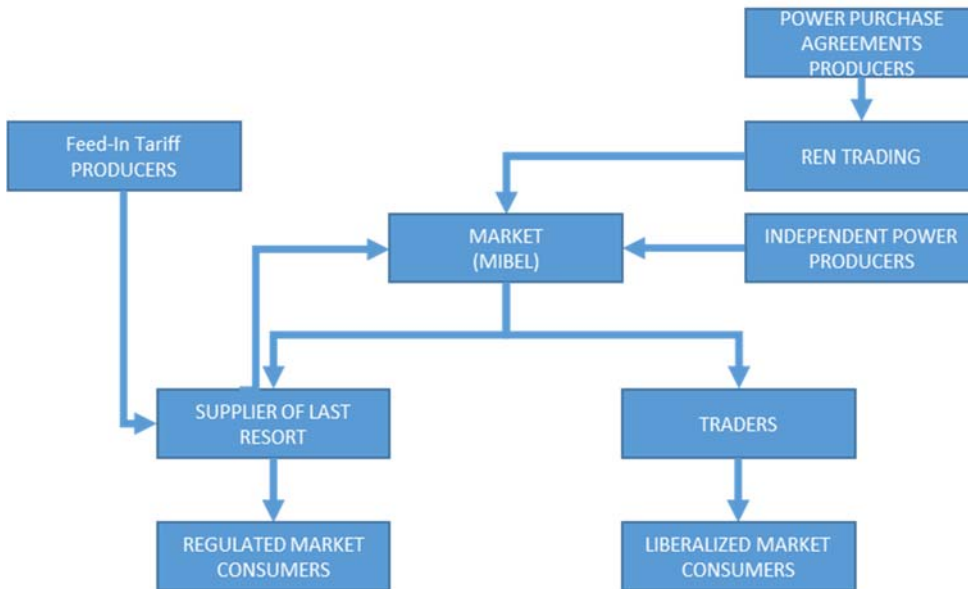


Fig. 5: Organização do mercado de eletricidade em Portugal (fonte APREN, 2016).

O fornecimento aos consumidores finais também está totalmente liberalizado, embora se mantenha um fornecedor regulamentado de último recurso por razões sociais (pessoas com rendimentos baixos).

O OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia, polo Espanhol) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia, polo Português) são as plataformas regionais diárias e a prazo de negociação de eletricidade. Desde 1 de julho de 2011, a OMIE assumiu a gestão do sistema de licitação para compra e venda de eletricidade no mercado à vista na esfera da MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade). A OMIP, constituída a 16 de junho de 2003, é o mercado de câmbio de derivativos para produtos ibéricos e não ibéricos (incluindo MIBEL), que garante a gestão do mercado em conjunto com a OMIClear, empresa constituída e totalmente detida pela OMIP.

As atividades de transmissão e distribuição são reguladas e desenvolvidas por meio de uma concessão endossada, respetivamente, à REN (Redes Energéticas Nacionais) e à EDP Distribuição, atualmente empresas privadas e regulamentadas pela ERSE.

A DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia) é o órgão responsável pelo desenvolvimento e implementação de políticas relacionadas com os recursos energéticos e geológicos dentro de uma estrutura de sustentabilidade e segurança do fornecimento de energia.

De acordo com o «Plano Nacional de Energia e Clima 2030» (PNEC2030), até 2030 espera-se que cerca de 9 GW de potência fotovoltaica seja instalada em Portugal, dos quais cerca de 1GW serão em sistemas descentralizados.

A 25 de outubro de 2019 foi publicado o novo decreto-lei para o autoconsumo, DL162/2019, que entrará em vigor a 1 de janeiro de 2020. A publicação das regras técnicas de apoio à legislação está prevista para o final de 2019. Este documento substitui o antigo decreto-lei 153/2014, permitindo também as comunidades energéticas. A antiga plataforma de Internet SERUP (onde todos os procedimentos legais tinham que ser registados e solicitados) também foi completamente renovada e o setor fotovoltaico aguarda que esteja totalmente operacional.

O armazenamento de energia e a comercialização de eletricidade *peer to peer* também foi introduzido na nova legislação. Para consulta do novo decreto-lei acesse a <https://dre.pt/web/guest/home/-/dre/125692189/details/maximized?serie=I&day=2019-10-25&date=2019-10-01>.

Os principais intervenientes nesta legislação são a DGEG, que terá o papel de decisão, coordenação e supervisão das atividades de produção de eletricidade no autoconsumo, a ENSE (Entidade Nacional para o Setor Energético), que supervisionará o cumprimento das regras do processo e a ERSE (Entidade Reguladora do Setor Energético) que definirá as tarifas de acesso à rede e as diretrizes técnicas, juntamente com a DGEG)

Todos os procedimentos serão feitos via *internet*.

1.2 O novo quadro regulamentar da UE para o autoconsumo

A União Europeia adotou recentemente um conjunto de regras, denominado “Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus”, que tem por objetivo desenvolver, ainda mais, uma das maiores iniciativas políticas a longo prazo em termos de energia da União Europeia, ou seja, a União Energética Europeia (EU Energy Union). (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/energy-union-0>)

Os objetivos principais desta União incluem, entre outros, colocar as energias renováveis e a eficiência energética no centro de um novo mercado interno da energia e colocar os cidadãos no centro da *União Energética*. Inclui metas globais para a Europa, entre outras, aumentar para 32% até 2030, a contribuição das energias renováveis no *mix* energético da União Europeia.

O quadro novo permitirá que os cidadãos participem ativamente e em condições de concorrência equitativas, em todo o mercado e beneficiem da transição energética da Europa. O quadro novo visa capacitar e proteger os consumidores, melhorando a informação sobre consumo e custos de energia e ajudando a estabelecer uma rede de segurança mais rígida para combater a pobreza energética e os consumidores vulneráveis. Além disso, as etiquetas de energia e as medidas de *design* ecológico são direcionadas para aumentar a economia de custos e os comportamentos energeticamente eficientes. Os consumidores ganham ainda mais opções nas suas casas, proporcionando um papel mais ativo e participando como *prossumidores* - ou "*prosumers*" - nos mercados de eletricidade, investindo em energia renovável, nomeadamente em sistemas fotovoltaicos, consumindo, armazenando ou vendendo a energia que produzem e beneficiando dos mercados de eletricidade funcionais e organizados. A necessidade de descarbonizar as economias do mundo para combater a mudança climática e a ambição de tornar a Europa o primeiro continente neutro em termos de climáticos devem ser integrados no que a Presidente da Comissão Europeia, Ursula von der Leyen, decidiu apelidar de "*European Green Deal*" («Acordo Verde Europeu»), ou seja, um conjunto de iniciativas políticas novas, anunciado para o novo período legislativo de 2019 a 2024, visando "reduzir ainda mais e mais rapidamente as emissões em pelo menos 50% até 2030".

Paralelamente, cada Estado-Membro da UE deve transpor as novas regras da União Europeia para a sua legislação nacional e refleti-las nos seus Planos Nacionais de Energia e Clima.

Uma trajetória tão ambiciosa irá exigir que os cidadãos, isoladamente ou em comunidade, desempenhem um papel cada vez maior na adoção de fontes renováveis de energia através do autoconsumo. Para apoiar a futura elaboração de políticas a este respeito, os resultados e recomendações do projeto PVP4Grid podem ser usados para abordar e reduzir barreiras, para além dos marcos regulatórios existentes em toda a União Europeia.

1.2.1 O novo quadro regulamentar a UE para o autoconsumo

Embora o autoconsumo não seja um conceito novo e os autoconsumidores/prossumidores individuais estejam relativamente difundidos em toda a Europa, a UE obriga agora os seus Estados-Membros a adotar quadros legislativos que permitam esta prática até o final de 2019 – e demonstra a sua visão de que os consumidores devem participar nos mercados de energia como parceiros iguais entre todos os participantes no mercado. Ao introduzir novas disposições e correspondentes definições, a UE reconhece, pela primeira vez formalmente, os autoconsumidores, como "autoconsumidores renováveis" e "clientes ativos", com direito a produzir, armazenar e consumir eletricidade de fontes renováveis, mas também para realizar atividades para além do autoconsumo, como a participação em esquemas de flexibilidade ou de

eficiência energética. Assim, a eletricidade produzida individualmente ou coletivamente, pode ser injetada na rede e, em troca, fazer com que os próprios consumidores recebam uma remuneração que reflete o valor de mercado. No entanto, esta não deve ser a atividade principal comercial ou profissional dos consumidores. A eletricidade atrás do contador (*Behind the meter*) não está a ser faturada, embora possa haver faturação para instalações superiores a 30 kW, para eletricidade que beneficie de esquemas de financiamento, ou se houver riscos no sistema resultantes do aumento da quantidade de eletricidade injetada na rede (a partir de 2026). A participação ativa nos mercados de energia é ainda mais melhorada, facilitando os acordos de compra de energia, trocas *peer-to-peer*, e esquemas de resposta à procura.

As novas disposições visam ainda combater os obstáculos burocráticos excessivamente onerosos, impedindo que os consumidores estejam sujeitos a requisitos e procedimentos técnicos e administrativos desproporcionados. Por exemplo, os autoconsumidores que possuem instalações de armazenamento de energia têm direito a uma ligação à rede dentro de um prazo razoável.

1.2.2 As primeiras disposições relativas à rede

De uma perspetiva macroeconómica, o desafio mais premente resulta da integração de energias renováveis nas redes de eletricidade, e em particular ao nível da distribuição em que estão ligadas mais de 90% das renováveis. Os custos gerais do sistema têm de ser distribuídos entre todos os utilizadores da rede, procurando o equilíbrio entre os dois princípios abrangentes e potencialmente contrários, ou seja, a sustentabilidade e a acessibilidade financeira. Sustentabilidade, porque incentivar clientes ativos e autoconsumidores renováveis (bem como o envolvimento de consumidores sob outras formas, tais como comunidades de cidadãos e comunidades de energia renovável) aumenta a quota de renováveis no *mix* energético da UE e contribui para alcançar as metas de descarbonização da UE. Financeiramente acessível, porque a maioria dos custos de rede da Europa ainda é distribuída entre todos os utilizadores do sistema e paga na forma de tarifas de rede para garantir o fluxo de receita das operadoras de rede. O problema coloca-se, agora, quando se perspectiva que um número crescente de consumidores irá ganhar uma maior autonomia energética, tornando-se *prossumidores* e, conseqüentemente, contribuir menos para os custos da rede e gerais do sistema – mantendo-se, contudo, na maioria dos casos, ligado às redes de distribuição nos períodos sem sol ou sem vento. Por outro lado, os consumidores “passivos” ou aqueles sem meios ou acesso ao autoconsumo renovável precisarão de pagar uma parcela maior dos custos do sistema e poderão vir a ter que enfrentar maiores faturas de energia. As regras novas da UE reconhecem e abordam a necessidade de compensar este conflito de interesses nomeadamente:

- A injeção na rede tem de refletir aqueles custos e contribuir para a partilha geral de custos do sistema, contabilizando separadamente a eletricidade consumida da rede e a eletricidade injetada na rede, eliminando esquemas de *net metering* a partir de 2023, para garantir que os autoconsumidores pagam o custo total do serviço para usar a rede sem transferir a sua parcela dos custos para clientes sem autoconsumo renovável.
- Deverão existir princípios claros para a atribuição dos custos de utilização da rede por “*prosumidores*” de forma a que os cidadãos não sejam desencorajados a tornarem-se autoconsumidores. As tarifas de distribuição podem ainda ser diferenciadas com base nos sistemas de consumo dos utilizadores ou perfis de produção.
- Os clientes ativos são financeiramente responsáveis pelos desequilíbrios que causam no sistema elétrico, mas podem delegar a sua responsabilidade de equilíbrio nos atores do mercado que oferecem esses serviços (os denominados “agregadores”). No que respeita à gestão da procura, os consumidores deverão ter que pagar uma compensação, a outros participantes do mercado, ou às suas respetivas entidades responsáveis, pelo equilíbrio que é diretamente afetado pela atividade de gestão da procura.

Muitas destas novas disposições são mantidas a nível bastante geral, dado que a atribuição e o financiamento de custos de acesso e utilização de redes de energia diferem em grande medida em toda a UE. Depende muito de como os Estados-Membros irão proceder e transpor as novas regras da UE para a legislação nacional, enquanto se espera que mais esclarecimentos legais sejam definidos num Código de Rede relativo à resposta à procura, incluindo agregação e armazenamento de energia que, provavelmente, desenvolverá também a estrutura para clientes ativos e autoconsumidores renováveis. Os Códigos de Rede são juridicamente vinculativos, implementando regulamentos da Comissão Europeia para gerir todas as transações e operações do sistema transfronteiriço do mercado de eletricidade.

Do ponto de vista da rede elétrica, a crescente descentralização do sistema de energia da Europa tem um grande impacto na gestão das redes de uma forma económica, sustentável e segura. Uma grande parte da eletricidade produzida por autoconsumidores, está ligada aos níveis de média e baixa tensão e são integradas na rede pelos operadores da rede de distribuição (ORD). Por conseguinte, a UE atribuiu novas funções e responsabilidades aos ORD que, na sua função de entidades monopolistas regulamentadas (não há redes paralelas de eletricidade por boas razões) tornar-se-ão «facilitadores neutros do mercado» e precisarão de executar uma gestão mais ativa do sistema, mas sem interferir nos mercados existentes e em funcionamento. Ainda que sem referência explícita a clientes ativos e autoconsumidores renováveis, tal está refletido no novo quadro regulamentar da UE para os ORD e pensado para incentivar o desenvolvimento futuro de redes “inteligentes, flexíveis e digitais”, um pré-requisito para conectar e integrar o

autoconsumo. Isto implica em particular para a produção variável de eletricidade, o uso da flexibilidade para movimentar cargas e equilibrar a produção com a procura (as redes de eletricidade devem estar sempre em equilíbrio), acesso a instalações de armazenamento, regras para gestão de congestionamentos (em momentos com muito sol ou vento), troca de dados e gestão de modelos, o lançamento adicional de contadores inteligentes e uma cooperação melhor entre Operadores de Sistemas de Transmissão (OSTs, que operam em redes de tensão alta e de distância longa) e ORDs, bem como a interação com parceiros de mercado.

Em suma, no âmbito do novo quadro da UE sobre o autoconsumo e dos princípios gerais sobre custos e tarifas na rede elétrica, bem como das novas regras para a operação das redes de distribuição de eletricidade, a União Europeia está a tentar estabelecer um equilíbrio justo entre os clientes e as necessidades do sistema elétrico, que os Estados-Membros deverão agora refletir ao implementar o Pacote "[Clean Energy for All Europeans](#)" e a respetiva legislação nacional.

2 IMPLICAÇÕES PRINCIPAIS DO CONCEITO PVP4GRID NO SISTEMA DE REDE

Até 25 de outubro de 2019 o autoconsumo em Portugal regeu-se pelo Decreto Lei 153/2014, que apenas considerava sistemas de autoconsumo individual do tipo dos descritos no projeto *PVP4Grid* como Grupo 1. Os Grupos 2 e 3 associados a autoconsumos coletivos não estavam contemplados naquela legislação. Em consequência, a evolução para o autoconsumo em Portugal não foi durante estes anos a esperada, nomeadamente pelo mercado. Surgiram também algumas barreiras, quer técnicas, quer burocráticas, estas últimas muito associadas ao facto de o portal eletrónico (SERUP) do processo ter funcionado intermitentemente e com falhas graves.

A nova Diretiva Europeia das Energias Renováveis, que começou a ser discutida neste período e que foi aprovada em 2018, introduziu as questões da necessidade de dar maior protagonismo ao consumidor e também ao consumidor/produtor, não só individual, mas também coletivo e integrado em comunidades energéticas. Também no final de 2018 foram apresentados em Portugal, quer o Plano Nacional de Energia e Clima com o horizonte de 2030, quer o Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050, dois documentos estratégicos que irão balizar a política energética nacional a curto e médio prazo. Nestes dois documentos estratégicos, as energias renováveis são o pilar principal para a mitigação das alterações climáticas, com objetivos ambiciosos para as Renováveis em Portugal em 2030, de representarem 47 % do consumo total de energia e 80 % da produção de eletricidade. De destacar o papel determinante dos sistemas fotovoltaicos no alcançar das metas já referidas, com uma capacidade total instalada até 2030 de cerca de 9 GW. A componente de produção descentralizada é apontada como sendo da ordem do 1 GW o que parece ser, no entanto manifestamente pouco em relação à potencialidade que existe no autoconsumo se se considerarem os três grupos já referidos. Há especialistas da matéria que preveem um desenvolvimento muito acima, com valores de 3-4 GW.

O projeto Europeu ***PV Prosumers for Grid (PVP4Grid)*** iniciou-se em outubro de 2017 e é uma ação concertada do Programa Horizon 2020 (CSA) que visa investigar novos conceitos e modelos de negócio para a produção de eletricidade descentralizada por via fotovoltaica no âmbito dos chamados *prossumidores* (produtores/consumidores de energia elétrica). Teve um impacto determinante na elaboração das tipologias dos diferentes *prossumidores* fotovoltaicos, nomeadamente com a sua identificação nos três Grupos já referidos (WP2), e na elaboração de modelos de simulação (WP3), que permitiram a cada um dos países participantes comparar o desempenho técnico e económico dos diferentes Grupos. Um modelo de simulação da integração na rede elétrica de diferentes tipos de *prossumidores* correspondentes aos Grupos considerados no WP2 (Grupos 1, 2 e 3) foi desenvolvido pelo LNEG e pela APESF e permitiu concluir as

vantagens da consideração de *prossumidores* agregados em situações coletivas do tipo apartamentos em regime de condomínio ou do tipo condomínios fechados, com e sem armazenamento de energia elétrica, e também comparar diferentes modelos de negócio associados aos *prossumidores* (*feed in tariff*, *netmetering* e outros). Basicamente, é possível verificar neste modelo que os sistemas coletivos permitem uma melhor adaptação do fornecimento de energia fotovoltaica aos consumos, resultando num maior nível de autoconsumo e numa menor interação com a rede elétrica, o que trará vantagens inegáveis do ponto de vista da própria rede. Este modelo foi apresentado nas reuniões de Lisboa (abril de 2018) e de Viena (outubro de 2018) do projeto e nos *workshops* nacionais do projeto em maio de 2018 e em setembro de 2019, estando a ser concluída uma publicação científica do mesmo.

2.1 O modelo de autoconsumo coletivo e o seu impacto na rede elétrica

Para verificar os impactos do autoconsumo coletivo na rede elétrica e no sistema elétrico em geral, o projecto *PVP4Grid* elaborou um estudo detalhado em oito países europeus, entre eles Portugal. Foram utilizados dados reais que foram introduzidos num programa de simulação chamado *HEROcommunity*.

Os resultados principais do estudo podem ser vistos, em detalhe, na página web www.pvp4grid.eu.

2.2 Cenários e modelos de negócio

O estudo dos modelos de autoconsumo coletivo é baseado em dois tipos de configuração:

- a) O Grupo 2, que representa um condomínio ou edifício com vários utilizadores que querem partilhar um sistema fotovoltaico comum, que inclui pontos de carregamento para veículos eléctricos e também o armazenamento de energia em baterias;
- b) O Grupo 3, que representa uma comunidade energética com uma ampla variedade de utilizadores e sistemas de produção e armazenamento. Pode implicar vários edifícios, casas, postos de carregamento para veículos eléctricos e outros sistemas de produção como também baterias para armazenar energia.

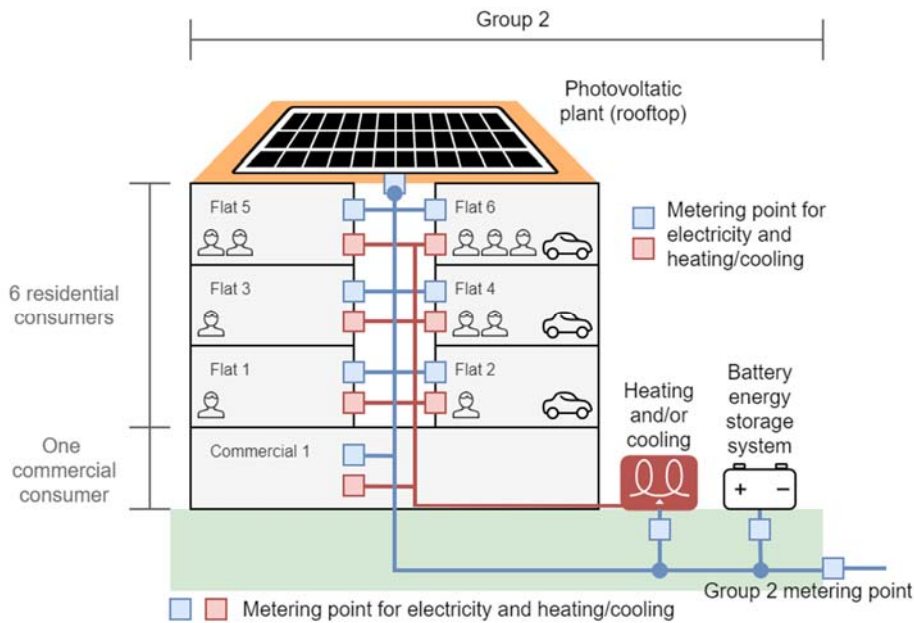


Fig. 6: Grupo 2: autoconsumo colectivo num condomínio

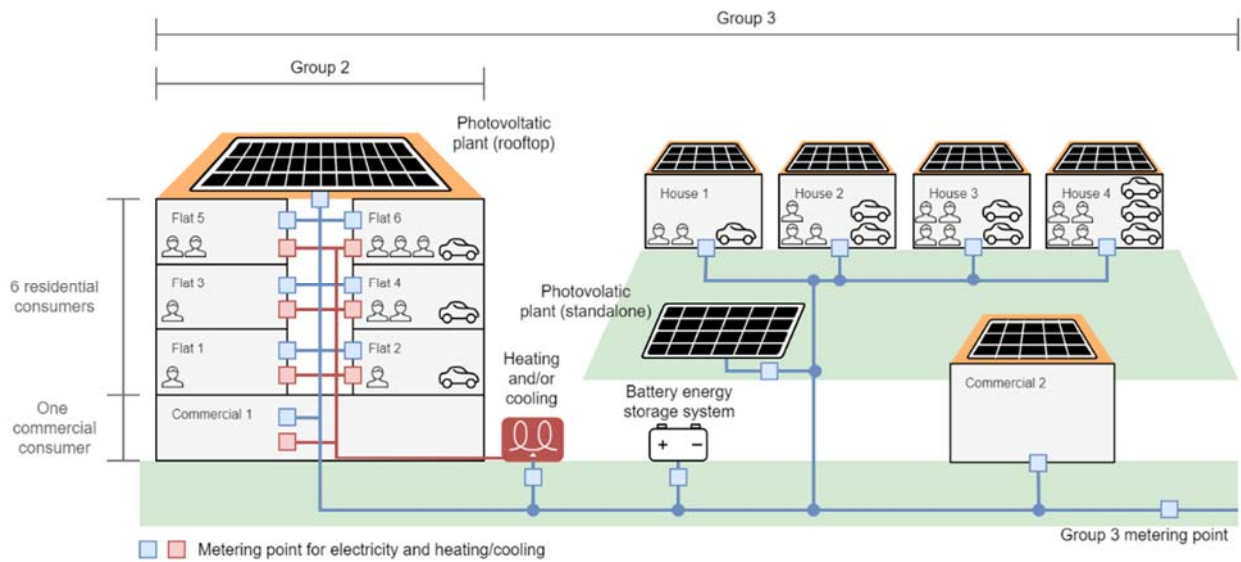


Fig. 7: Grupo 3: Comunidade energética

Os cálculos e as simulações relativamente a Portugal foram efetuados com base em dados climáticos de Lisboa.

Para analisar os efeitos das energias renováveis (ERs) na economia foram ensaiados três cenários diferentes. No primeiro chamado *Grid consumption* não são implementadas energias renováveis.

O segundo cenário mostra os resultados da implementação das ERs sem possibilidade de interação entre os autoconsumidores e designa-se por *No community*. No último cenário podem ser vistos os efeitos de uma interação entre autoconsumidores, com troca de energia (comunidades energéticas), sendo designado por *Community*.

Os pontos de medição não necessitam de ser fisicamente no ponto da ligação com a rede pública, mas também podem ser obtidos a partir dos contadores individuais.

Tabela 1: Os cenários do estudo

Cenário	Tipo de medição	Opções de investimento	Troca de energia
<i>Grid consumption</i>	Contagem individual	Nenhum	Não
<i>No community</i>	Contagem individual	Fotovoltaico e baterias	Não
<i>Community</i>	Contagem em grupo	Fotovoltaico e baterias	Sim

Foram, também, elaborados dois perfis de consumo relacionados com a produção de calor (aquecimento e arrefecimento e águas para consumo doméstico) e com a mobilidade elétrica, e analisado o acoplamento de sectores (*sector coupling*). O modelo *Baseline* é calculado com a utilização dos combustíveis fósseis em ambos os casos (calor e transporte).

O segundo modelo é chamado *Future* e implica a utilização de bombas de calor e veículos elétricos. O modelo *Future* significa, assim, um aumento da utilização de electricidade para evitar consumo de outros combustíveis e baixar as emissões de CO₂.

Substituindo o consumo de combustíveis fósseis por energia elétrica, o consumo elétrico no segundo cenário deve ser calculado mais alto do que no cenário *Baseline*.

Tabela 2: Perfis de consumo utilizados nos cálculos do estudo

Perfil de consumo	Produção de calor p. aquecimento e água doméstica	Transporte individual
<i>Baseline</i>	Combustíveis fósseis (não mostrados no modelo de simulação)	Combustíveis fósseis (não mostrados no modelo de simulação)
<i>Future</i>	Bomba de calor	Veículos Elétricos

2.3 Descrição dos resultados

Este capítulo descreve os resultados das simulações nos modelos desenvolvidos no projeto *PVP4Grid*.

2.3.1 Resultados do Grupo 2

2.3.1.1 Custos

Os gráficos abaixo indicam os custos totais, resultantes da soma das seguintes parcelas:

- **Custos de investimento (*investment*):** inclui os custos de investimento do sistema fotovoltaico, das baterias e do sistema de gestão/distribuição de energia. A rede pública é considerada como existente e por isso estes custos não estão incluídos nos cálculos.
- **Custos de compra de energia da rede pública (*grid procurement costs*):** a energia consumida da rede pública implica custos, que estão incluídos nesta componente. Foi considerado um preço constante durante as 24h do dia.
- **Custo fixos anuais (*annual fixed costs*):** neste cálculo são considerados os custos para manutenção e todos os custos fixos relacionados com a compra de energia da rede pública.
- **Lucros (*revenues*):** o excesso de produção pode ser vendido à rede pública. Os lucros são mostrados como factores negativos.

Na medida em que os cálculos se baseiam na perspectiva de preços a subir para eletricidade, os custos do *Grid procurement* vão subir também, aumentando assim a poupança que pode ocorrer através do autoconsumo. Note-se que a poupança relativa diminui no cenário *Future*, mas a poupança absoluta cresce.

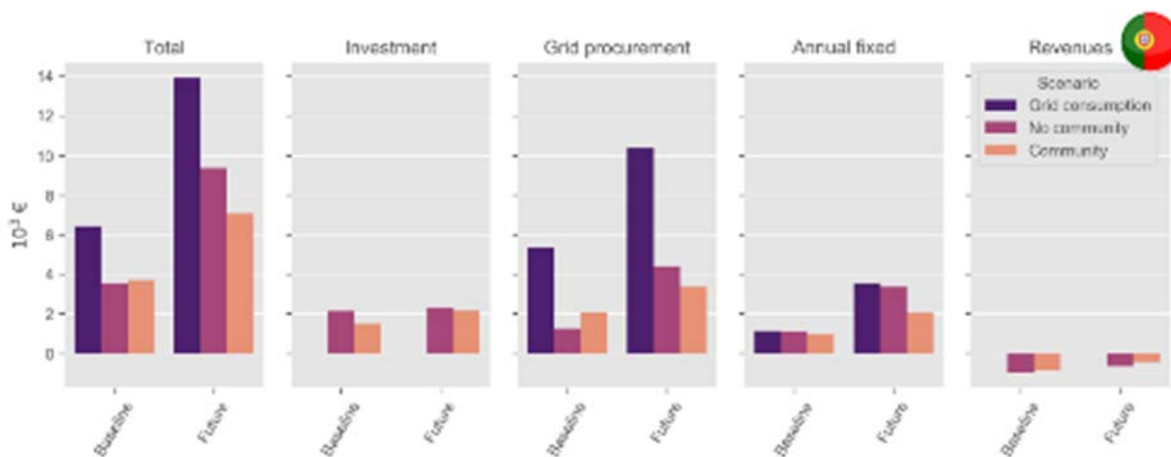


Fig. 8: Custos dos vários cenários para Portugal (grupo 2)

O crescimento da poupança nos países do Sul no cenário *Future* também se deve ao facto da produção fotovoltaica ser mais elevada.

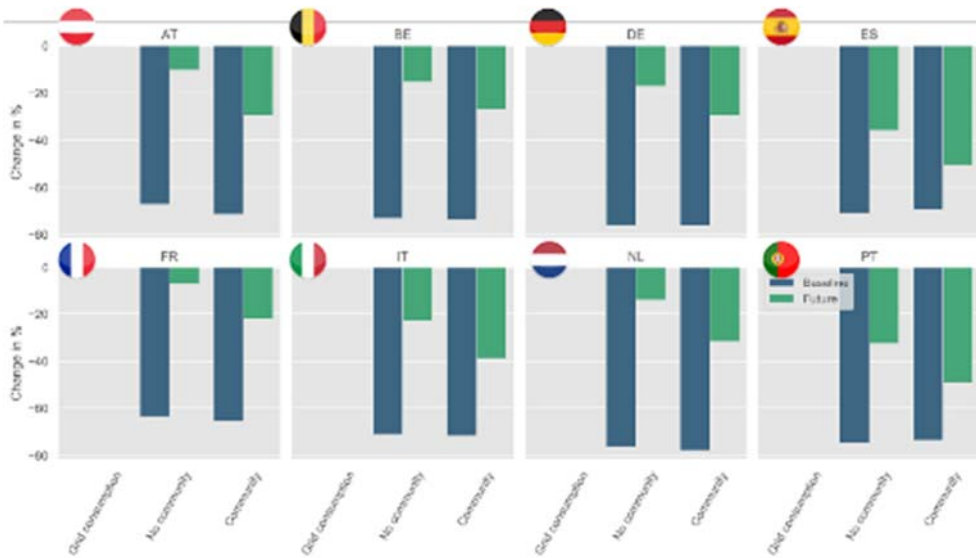


Fig. 9: Desenvolvimento dos custos totais nos países (grupo 2)

2.3.1.2 Investimento em sistemas fotovoltaicos e baterias

A análise dos investimentos no fotovoltaico mostra que, na maioria dos casos, este é limitado por condições externas (área disponível, legislação). O investimento no fotovoltaico representa-se no gráfico seguinte.

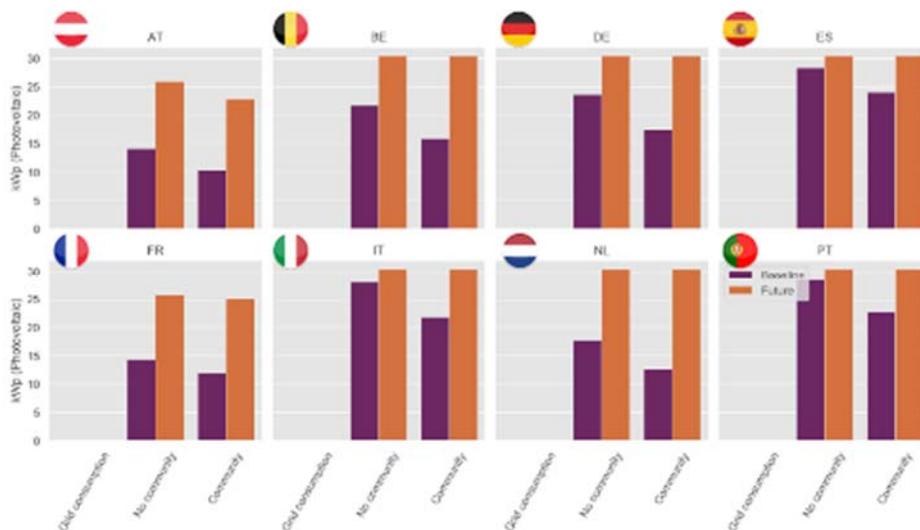


Fig. 10: Investimento em fotovoltaico (grupo 2)

Enquanto o armazenamento ideal em termos de rentabilidade é relativamente pequeno (aprox. 4 kWh), a maioria dos sistemas disponíveis no mercado são bem maiores, como por exemplo o

Tesla Powerwall com 13,5 kWh. A introdução das comunidades energéticas vai diminuir a necessidade de armazenamento, uma vez que a energia produzida será distribuída de uma forma mais eficaz.

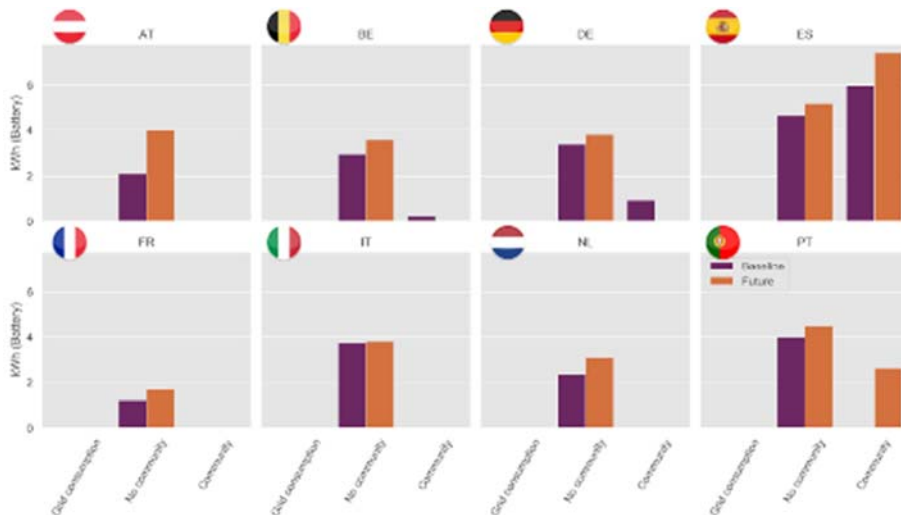


Fig. 11: Investimento em baterias nos países (grupo 2)

2.3.2 Resultados do Grupo 3

Em geral, as análises do Grupo 3 seguem os resultados do Grupo 2, mas com algumas alterações específicas. Um dos resultados é a importância de consumidores comerciais dentro do grupo, que ajuda a equilibrar o consumo durante o dia e permite um investimento maior.

As duas diferenças mais importantes nos ensaios do Grupo 3 são:

- 1) O número de *prossumidores* é mais alto e também a flexibilidade no consumo é maior.
- 2) O investimento não é limitado à área do telhado e por isso o investimento pode aumentar sem restrições físicas.

Os dois argumentos suportam a criação de comunidades energéticas.

2.3.2.1 Custos

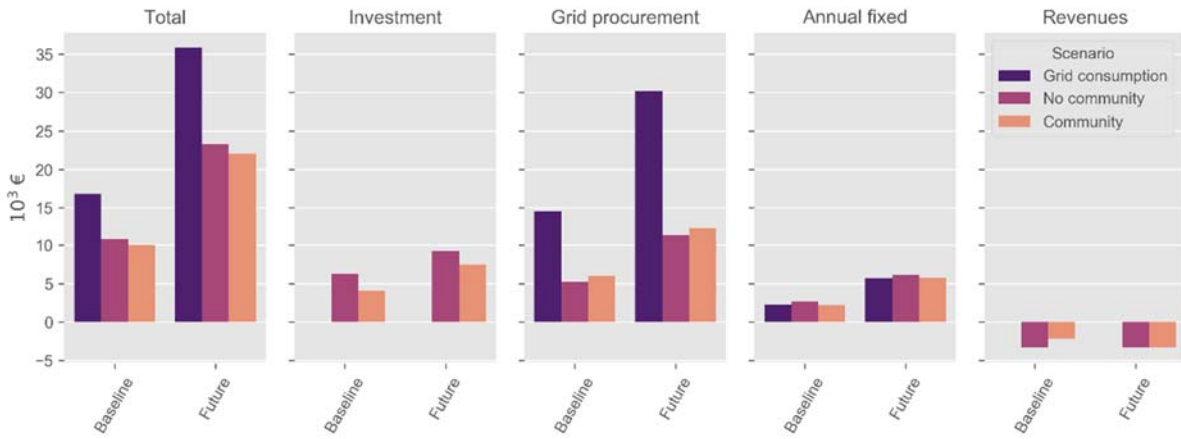


Fig. 12: Custos dos vários cenários para Portugal (grupo 3)

O gráfico seguinte mostra que Portugal pode poupar muito com a implementação do Grupos 2 do Grupo 3. Especialmente as comunidades energéticas do Grupo 3 mostram uma poupança significativa. Também aqui deve ser notado que as colunas mostram a poupança relativa. Uma vez que o investimento no cenário *Future* é bem mais alto, a poupança absoluta é mais alta no Grupo 3 do que no Grupo 2.

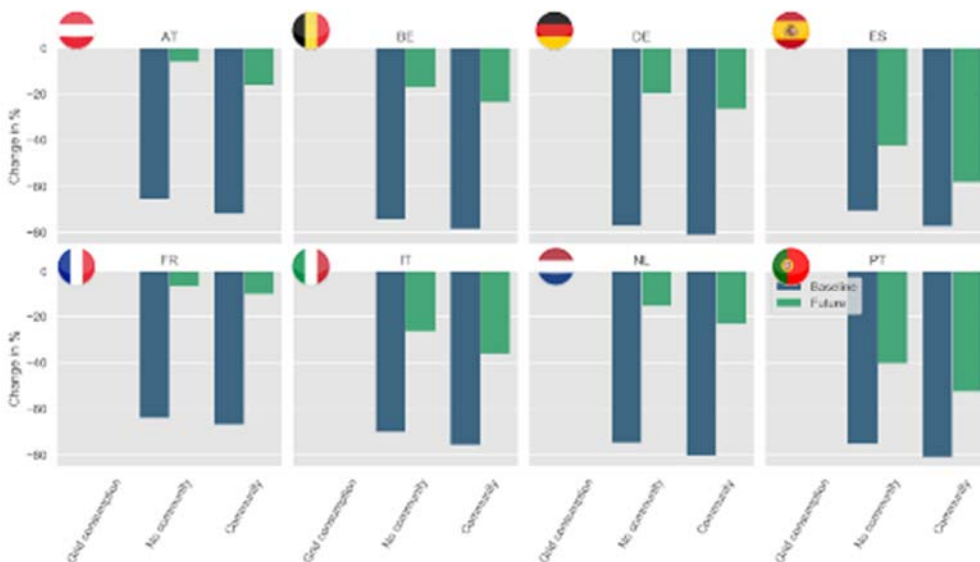


Fig. 13: Desenvolvimento dos custos totais nos países (grupo 3)

2.3.2.2 Investimentos em sistemas fotovoltaicos e baterias

Os conceitos do Grupo 3 implicam a vantagem de permitir maiores áreas para o fotovoltaico, por isso os investimentos são mais altos (em alguns países até ao dobro do Grupo 2).

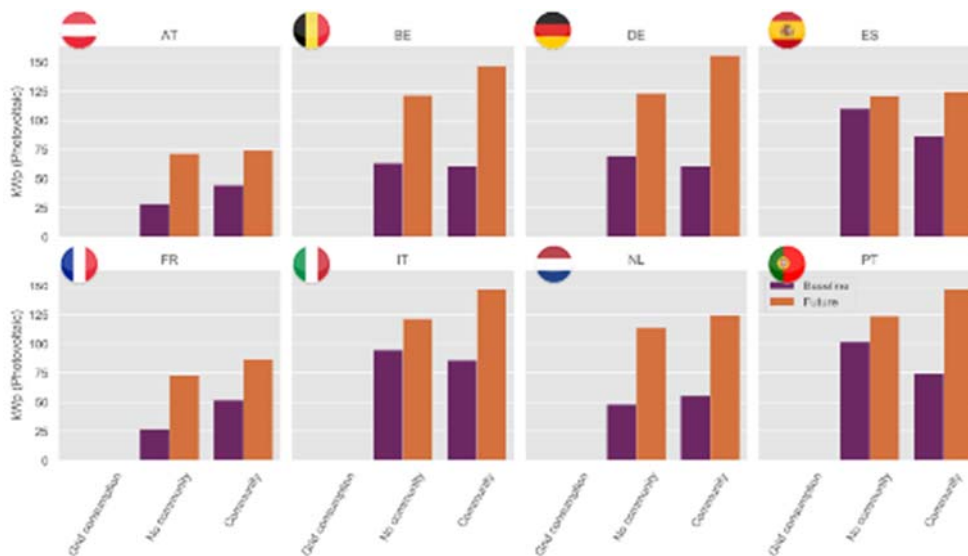


Fig. 14: Investimento em fotovoltaico (grupo 3)

Em termos de armazenamento devem ser referidos alguns resultados específicos.

Em alguns países, o investimento em baterias no cenário do Grupo 3 cresce (por exemplo na Áustria), enquanto que noutros diminui (por exemplo em Portugal).

Há várias razões:

- Nos países do Sul o consumo relacionado com o arrefecimento é mais elevado. Uma vez que este consumo acontece durante o dia (horas de produção do fotovoltaico), o mesmo não precisa de armazenamento.
- Os países com tarifários de consumo bi-horários (como Portugal) podem beneficiar do investimento em baterias, mas tal depende da configuração do esquema bi-horário.

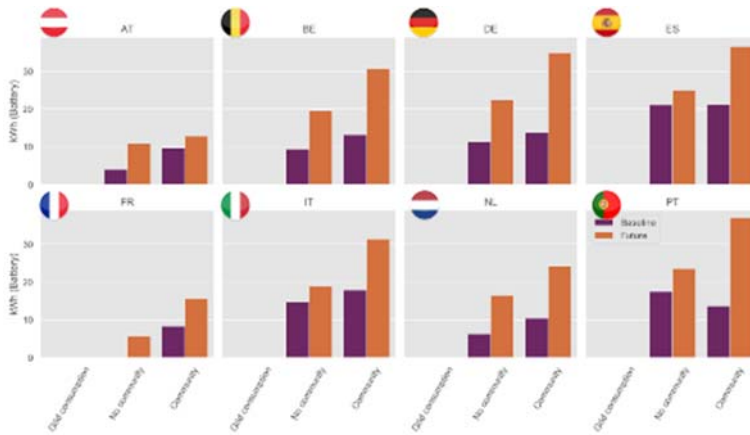


Fig. 15: Investimento em baterias nos países (grupo 3)

2.3.2.3 Picos de consumo da rede pública

O desenvolvimento de picos (e em seguimento, o contributo ao controlo das condições na rede pública) é bem positivo para os cenários do Grupo 3. Especialmente no cenário *Future* pode ser considerado uma diminuição significativa dos picos.

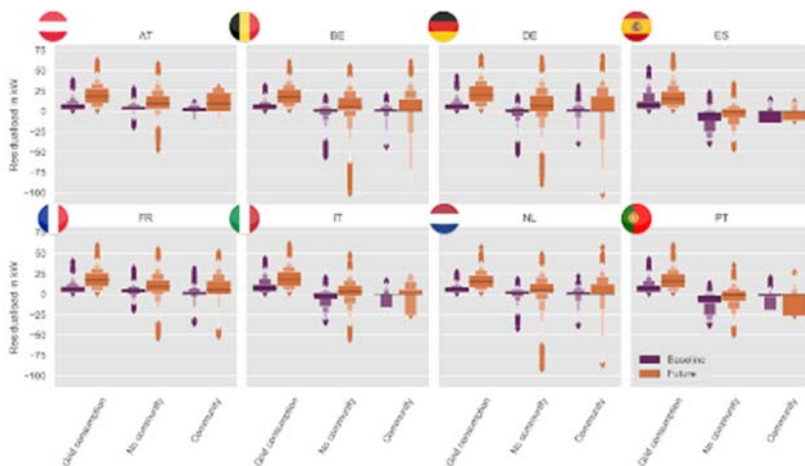


Fig. 16: Picos de consume nos países participantes (grupo 3)

2.3.3 Conclusões

O estudo mostra quais os benefícios dos diferentes cenários de autoconsumo em comparação com o consumo simples. O autoconsumo implica uma série de vantagens e pode criar uma situação "win-win". A economia beneficia dos investimentos em tecnologia e serviços, os *prossumidores* podem poupar significativamente e a rede pública beneficia da diminuição da energia transportada, e especialmente da redução dos picos de consumo e da energia injetada. Estas vantagens ainda são maiores no cenário do Grupo 3 do que no Grupo 2.

Outra vantagem do Grupo 3, é o benefício do uso desta tecnologia para as pessoas sem condições (financeiras ou de espaço) para instalar um sistema fotovoltaico próprio.

Também deve ser considerado um crescimento significativo do consumo de energia elétrica no futuro próximo (bombas de calor, veículos elétricos, etc.) para evitar o consumo de combustíveis fósseis na produção de calor e no sector de transporte. A implementação do autoconsumo em comunidades (seja em condomínios [Grupo 2]), seja em comunidades energéticas [Grupo 3]) pode diminuir o impacto negativo deste desenvolvimento na rede pública, e assim suportar a transição energética.

Em Portugal, a partir de janeiro de 2020, será possível instalar sistemas de *prossumidores* dos Grupos 2 e 3. Os resultados dos estudos efetuados apontam para uma vantagem destas tipologias, relativamente à tipologia dos *prossumidores* individuais (Grupo1).

A discussão havida com os diferentes intervenientes no processo do autoconsumo em Portugal (reguladores; operadores de sistemas; empresas de serviços energéticos; investigadores; associações do sector, e outros) no decurso dos *workshops* realizados em Portugal, ao abrigo do projeto *PVP4Grid*, e também na troca de impressões bilaterais entre os participantes nacionais no projeto e a comunidade ligada ao fotovoltaico e ao autoconsumo em Portugal, permitiram também a intervenção pública na discussão da nova legislação do autoconsumo em Portugal, que foi publicada em 25 de outubro de 2019 e que entrará em vigor em janeiro de 2020 (DL 162/2019).

Nesta legislação consta já a possibilidade de autoconsumos coletivos dos Grupos 2 e 3, assim como a inclusão das designadas comunidades energéticas.

Será importante avaliar que importância esta nova legislação vai ter no futuro, não só *per se*, mas também integrada com decisões nos domínios do aquecimento e arrefecimento e dos veículos elétricos, de forma a potenciar a participação dos sistemas fotovoltaicos em regime de produção descentralizada nos objetivos ambiciosos de Portugal em termos do Plano Nacional de Energia e Clima.

3 BENEFÍCIOS CHAVE E DESAFIOS DA PRESPECTIVA DO SISTEMA DE REDE

O *workshop* português teve lugar a 27 de setembro de 2019. O *workshop* teve por base a partilha dos últimos resultados do projeto, com o objetivo de discutir os desafios que Portugal enfrentará no futuro próximo, com a introdução do novo enquadramento legal do autoconsumo, nomeadamente em termos de consumidores coletivos e comunidades energéticas.

Participaram entidades portuguesas importantes relacionadas com o fotovoltaico e autoconsumo, nomeadamente decisores políticos (DGEG), reguladores (ERSE), DSOs (EDPD), associações setoriais (APESF e APREN), investigadores (LNEG e INESCTEC), empresas instaladoras (Gildemeister) e comercializadores de energia (Elergone).

O *workshop* teve a agenda seguinte:

- | | |
|-------|--|
| 09:00 | Recepção e apresentação dos participantes
António Joyce, LNEG |
| 09:05 | Apresentação do tema do <i>workshop</i>
Karl Moosdorf, APESF |
| 09:15 | O enquadramento legal da CE
Principais disposições para 2020, no que diz respeito às energias renováveis, em particular relacionados com o autoconsumo e os sistemas de rede.
Karl Moosdorf, APESF |
| 09:35 | O enquadramento legal português e as mudanças esperadas para acompanhar as disposições legais da UE
Karl Moosdorf/APESF e António Joyce/LNEG |
| 10:00 | O Estado da rede elétrica em Portugal.
O papel dos <i>stakeholders</i> e sua relação com os <i>prossumidores</i> .
José Medeiros Pinto, APREN |
| 10:30 | Q&A sobre as apresentações anteriores
Moderador: António Joyce, LNEG |
| 11:00 | <i>coffee break</i> |
| 11:15 | Principais conclusões do projeto PVP4Grid.
Apresentação de testes em vida real na rede, realizados em um ambiente controlado
António Joyce, LNEG |
| 11:50 | Q&A sobre as apresentações anteriores aos níveis técnico e económico
Moderador: Karl Moosdorf, APESF |
| 12:45 | Resumo e encerramento do <i>workshop</i>
Karl Moosdorf, APESF |

Em primeiro lugar, Karl Moosdorf, da APESF, apresentou um ponto de vista sobre a situação atual e o quadro jurídico dos *prossumidores* FV em Portugal (“2019-09-27 Workshop Lisboa Enquadramento legal em PT.pptx” in Portuguese, em anexo).

António Joyce, do LNEG, fez uma apresentação sobre as conclusões principais de um modelo desenvolvido para comparar os conceitos de *prossumidores* fotovoltaicos.

(“PVP4Grid_Workshop_27092019_AJoyce_Karl.pptx”)

Às apresentações introdutórias seguiu-se uma discussão geral e muito interativa entre os participantes. Alguns dos tópicos principais desta discussão estão resumidos abaixo:

- Até à data, o enquadramento legal em Portugal era regido pelo DL 153/2014. Não obstante o mercado ter reagido bem ao conceito inovador de *prossumidores* (e ter sido criado um portal eletrónico para gerir o processo de autoconsumo), só eram considerados *prossumidores* individuais e todo o processo inerente era tido como muito burocrático.
- Os participantes partilharam as suas expectativas relativamente à nova legislação, cuja redação final era ainda desconhecida. Discutiram-se a introdução de *prossumidores* coletivos e comunidades energéticas; a necessidade de alguns esclarecimentos conceptuais; a necessidade de criação de uma entidade agregadora; a necessidade de diretrizes técnicas já produzidas, mas não publicadas; a necessidade de qualificação de instaladores; e a necessidade de um portal eletrónico simples e eficiente.
- O DSO mencionou a produção de diretrizes gerais sobre a produção independente de eletricidade.
- A associação de empresas renováveis mencionou que, tendo em mente as metas importantes para as energias renováveis e a energia solar no novo Programa Nacional de Energia e Clima para 2030 (cerca de 9 GW para Solar), é importante conhecer a quota de instalações centralizadas e descentralizadas, a par de uma boa planificação da rede.
- No entanto, o planeamento da rede será provavelmente mais importante se a quota da centralizada for maior. A produção descentralizada não exigirá grandes modificações na rede.
- O mercado deve ter informações claras sobre as tarifas.
- De acordo com o novo enquadramento legal, as comunidades energéticas começarão a aparecer em 2020 e é necessário regulamentar não apenas as questões puramente elétricas, mas também a maneira de recolher dados, como será o fluxo de informações entre essas comunidades, e ainda o papel dos agregadores.

- Espera-se um grande impacto na rede com a nova produção descentralizada, sendo necessário aumentar o controle da tensão, nomeadamente através do sistema de armazenamento.
- Os operadores da rede têm um papel importante no controle e supervisão da segurança da rede.
- O desenvolvimento da tecnologia também terá um papel importante neste tópico, em termos de novos transformadores e inversores inteligentes.

Houve uma discussão muito produtiva sobre as expectativas de cada participante/representante em relação à nova legislação de autoconsumo.

Como uma avaliação global, o *workshop* foi muito produtivo e a discussão gerada pelos participantes foi muito aberta e cooperante.