

## Inflação em Portugal: preços movidos a eletricidade?

Com baixas taxas de inflação, e uma política monetária do BCE com programas substantivos de compras de ativos<sup>1</sup>, o tema da inflação alta parecia adormecido. Nos últimos meses, inflações homólogas na zona euro persistentemente acima dos 2% e atingindo em outubro 4,1%, máximo da série e apenas igualada em julho de 2008, fizeram o tema saltar novamente para o topo das atenções. Iniciou-se o debate sobre quando deverá o BCE reduzir o grau acomodatório da sua política, relembrando que o objetivo último do BCE é a estabilidade de preços.

### Mas que componentes têm puxado para cima a inflação?

Claramente, a componente energética destaca-se como grande alavanca. Olhando para o caso português, nos últimos meses de 2021 para os quais se dispõe de dados, a componente energética explica mais de 50% das variações homólogas da inflação. A mesma tendência encontramos na zona euro, com a evolução dos preços da energia a serem responsáveis por 2,1% dos 4,1% da variação homóloga do IPCH geral de outubro. A ideia sai reforçada quando olhamos de forma isolada para os números do IPCH da energia: em setembro, para Portugal, a variação homóloga deste índice foi de 10,9% e uns extraordinários 17,6% na zona euro (que se agravaram em outubro para 23,5%).

A escalada dos preços da energia tem o seu expoente máximo na eletricidade. No MIBEL<sup>2</sup>, a média do preço médio mensal entre julho e setembro foi de 122,8 EUR/MWh contra 39,6 EUR/MWh em todo o ano de 2020. Esta tendência de subida acentuada continuou em outubro, com um pico de 288,3 EUR/MWh a registar-se no dia 7. Existem várias razões subjacentes a este aumento de preço entre as quais destacamos o aumento do preço dos *inputs* - direitos de emissão de CO<sub>2</sub> e preço do gás natural (combustível usados nas centrais de ciclo combinado). Cada MWh de eletricidade necessita entre 1,7 e 2 MWh de gás natural e emite 0,4 toneladas de CO<sub>2</sub>.

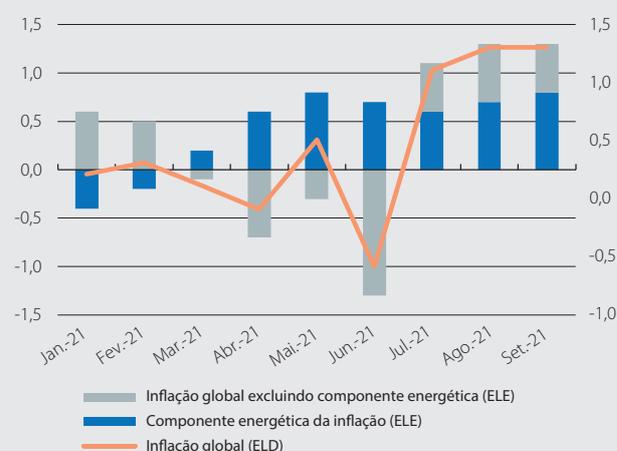
O aumento do preço do gás na Europa é influenciado pela forte retoma económica pós-Covid e a perspetiva da chegada dos meses de Inverno com baixas reservas de gás natural comparativamente a anos anteriores. Também pela incerteza sobre a quantidade de matéria-prima disponível no mercado fornecida pela Rússia. Adicionalmente, a falta de vento em muitas geografias não permitiu à energia eólica responder ao aumento da procura de eletricidade – as eólicas produzem ao ritmo da natureza e não necessariamente dos consumos – intensificando a procura de gás como fonte alternativa. Por último, mas não menos importante, a forma como os preços se formam nos

1. Asset Purchase Programme (APP) e Pandemic Emergency Purchase Programme (PEPP).

2. Mercado grossista Ibérico da eletricidade.

### Decomposição do IHPC

(Var. homóloga em %)



Fonte: BPI Research, com base em dados do Eurostat.

### Preço médio mensal no MIBEL

(Eur/MWh)



Fonte: BPI Research, com base em dados da OMIE.

mercados grossistas de eletricidade – o preço de fecho do mercado é o preço da central marginal, ou seja, o equivalente ao cobrado pela última central necessária para responder à procura (normalmente uma central a gás) e por isso, necessariamente, mais alto.

Apesar destas razões para a escalada dos preços energéticos que se aplicam à zona euro como um todo, verificamos que em Portugal o reflexo na inflação global é mais moderado, sobretudo porque o aumento de preços da eletricidade no consumidor foi muito mais contido. Em setembro, o IHPC da eletricidade incrementou 2,3% em Portugal, contra 10,9% na zona euro.

### Qual a explicação para este «milagre elétrico» português?

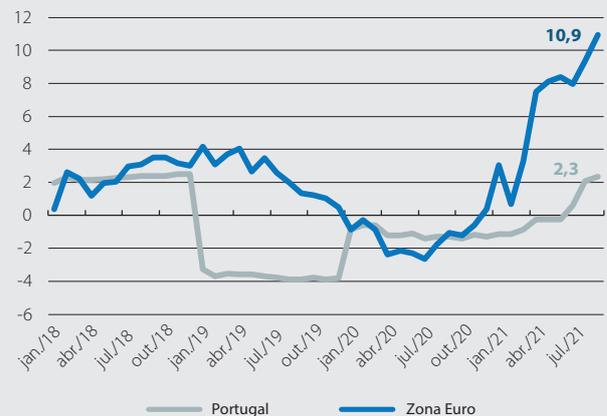
Sobretudo dois motivos: a forma como funciona o mercado regulado e o sobrecusto pago aos produtores de energias renováveis na fatura energética. Em Portugal, existe

um preço regulado pelo Estado definido pela ERSE<sup>3</sup> anualmente podendo ser revisto a meio do ano se os preços registados no MIBEL estiverem desfasados das previsões do regulador para esse ano. Apesar da esmagadora maioria dos consumidores portugueses estarem no mercado liberalizado, o facto do trânsito para o mercado regulado poder ser feito sem constrangimentos juntamente com a manutenção das tarifas do mercado regulado (BTN)<sup>4</sup> em vigor até 2025 e muito estáveis ao longo do ano, retira volatilidade e coloca balizas ao preço do mercado liberalizado. Por outro lado, cerca de 40% da fatura energética (excluindo impostos) diz respeito aos CIEG<sup>5</sup> e à sua componente de sobrecusto da PRE<sup>6</sup>. Este é um sobrecusto associado à compra da produção das renováveis (que têm tarifas garantidas, normalmente mais altas que os preços de venda do mercado grossista). Os investimentos em renováveis nas últimas décadas foram feitos com a garantia dada aos promotores de que toda a eletricidade produzida, durante um determinado período, lhes era paga a preços acima do mercado (FIT)<sup>7</sup>, que na energia eólica são em torno dos 90 EUR/MWh). Em circunstâncias «normais» o valor praticado no MIBEL é abaixo dos 90 EUR/MWh e os consumidores portugueses pagavam na parcela de energia da fatura o preço do MIBEL e nos CIEG pagavam o diferencial para a FIT. Neste momento passa-se o mecanismo inverso, amortecendo para o consumidor final o aumento que se verifica nos mercados grossistas.

O que esperar para o próximo ano em matéria de preços da eletricidade? Apesar do aumento de 0,2% na tarifa a vigorar para 2022 para os consumidores BTN, a ERSE indica que este será mais do que compensado pelo sobrecusto PRE que se espera que assuma em 2022 um valor favorável aos consumidores na ordem de 1,7 mil milhões de euros<sup>8</sup>. Por outro lado, os contratos futuros do Dutch TTF<sup>9</sup> sinalizavam no início de novembro um preço para abril de 2022 de 45 EUR/MWh (atualmente o preço para Dezembro de 2021 ronda os 78 EUR/MWh). Com o valor actual das licenças de CO<sub>2</sub> isto traduzir-se-ia num preço de eletricidade de 114 EUR/MWh na primavera de 2022, ainda acima do preço médio do MIBEL em 2021 até setembro (84,3 EUR/MWh). A isto acresce as tensas relações entre Argélia e Marrocos, pondo em causa os abastecimentos pelo MGE<sup>10</sup>, principal fonte de gás natural para a Península Ibérica. Como fica claro, tendências contrastantes se vislumbram no horizonte – a componente dos sobrecustos com renováveis evoluirá favoravelmente, mas a pressão do pre-

### IHPC eletricidade

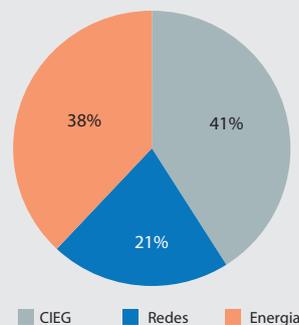
(Var. homóloga em %)



Fonte: BPI Research, com base em dados do Eurostat.

### Decomposição da fatura energética

(%)



Nota: Exemplo para BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,70 kVA em 2021, excluindo o peso dos impostos.

Fonte: BPI Research, com base em dados do EDP.

ço da eletricidade no mercado grossista far-se-á sentir à semelhança dos últimos meses deste ano. Na antecâmara do Inverno e com armazenamento de gás na Europa 20% abaixo do nível dos anos anteriores a pressão sobre o preço da energia só deverá atenuar na Primavera (como sinaliza o mercado de futuros), mas o impacto da transição energética poderá manter ativa uma maior volatilidade destes preços por comparação com o histórico.

3. Entidade reguladora dos serviços energéticos.  
 4. Baixa tensão normal, i.e. dos pequenos consumidores de eletricidade.  
 5. Custos de interesse económico geral.  
 6. Produção em regime especial (produção de eletricidade via energia solar, eólica, biomassa, etc.).  
 7. Feed in tariffs.  
 8. Ver ERSE: Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2022.  
 9. Title Transfer Facility, contrato de gás de referência na Europa.  
 10. Maghreb-Europe Gas Pipeline.