

2023 Clima e Energia

ABRIL

CLIMA:

89% DO TERRITÓRIO CONTINENTAL EM SECA METEOROLÓGICA

O mês de abril, em Portugal continental, classificou-se como **muito quente em relação à temperatura e extremamente seco em relação à precipitação**.

Foi o 4º abril mais quente desde 1931 (mais alto em 1945, 17,19 °C), com o valor médio da temperatura média do ar, **16,59 °C**, a registar uma anomalia de **+3,43 °C** em relação ao valor normal 1971-2000. De salientar que 45 % das estações registaram novos extremos (no dia 27 de abril) de temperatura máxima do ar.

Em relação à precipitação, foi o 3º **abril mais seco desde 1931** (mais seco 2017, 11,5 mm). A precipitação total, 18,2 mm, corresponde a 23% do valor normal. Em termos acumulados, a precipitação no ano hidrológico 2022/2023 (1 de outubro 2022 a 30 de setembro de 2023), 690 mm, corresponde a 97% do valor normal.

De acordo com o índice PDSI¹, verificou-se um aumento significativo da área em seca meteorológica, que abrange praticamente todo o território. A distribuição percentual de classes no fim de abril: 10,8% normal, 22,0% seca fraca, 33,2% seca moderada, 19,9% em seca severa e 14,1% seca extrema.

ARMAZENAMENTO EM ALBUFEIRA:

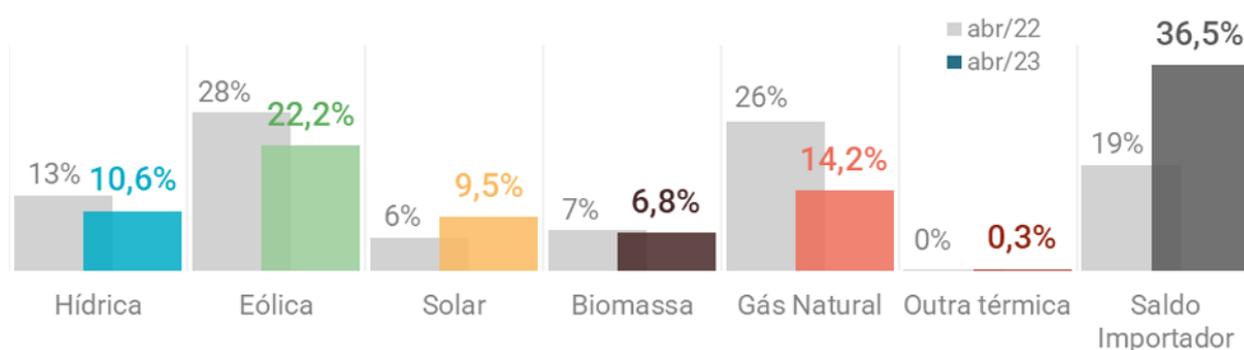
58% DAS ALBUFEIRAS MANTEM DISPONIBILIDADES HÍDRICAS SUPERIORES A 80%

No final de abril, 35 das 60 das albufeiras mantinham **volumes de armazenamento acima dos 80%**. Os armazenamentos por bacia hidrográfica mantêm-se superiores às médias de abril, exceto nas bacias do Mondego, Sado, Mira, Guadiana, Mira, Arade e Ribeiras do Algarve. De salientar que os níveis de armazenamento na região sudoeste, em particular Mira, Barlavento e Arade, se encontram muito abaixo da média (36%, 13% e 39% respetivamente).

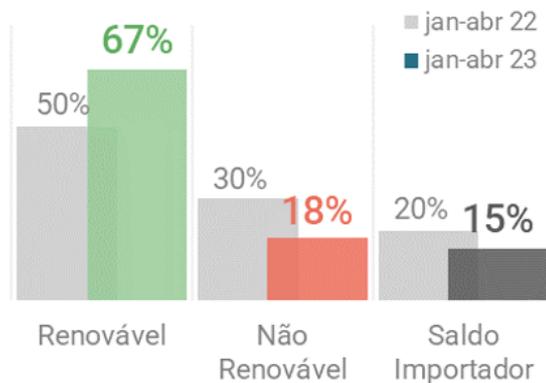
PRODUÇÃO E CONSUMO DE ELETRICIDADE:

SALDO IMPORTADOR REPRESENTA 36% DO CONSUMO EM ABRIL

O consumo de energia elétrica em abril totalizou 3 781 GWh, o que representa uma **queda homóloga de 5,6%** (-2,8% com ctdú). A produção renovável abasteceu 49% do consumo (hídrica: 11%; eólica: 22%; biomassa: 7%; solar: 9%), a não renovável 14,5%, enquanto os restantes 36,5% correspondem ao saldo importador. Em termos acumulados (jan-abr) a **produção renovável abasteceu 67% do consumo, que compara com 50% em igual período do ano passado.**



Análise mensal (abril 2023-2022) | Fonte: REN (Abastecimento do consumo)



Análise jan-abr (2023-2022) | Fonte: REN (Abastecimento do consumo)

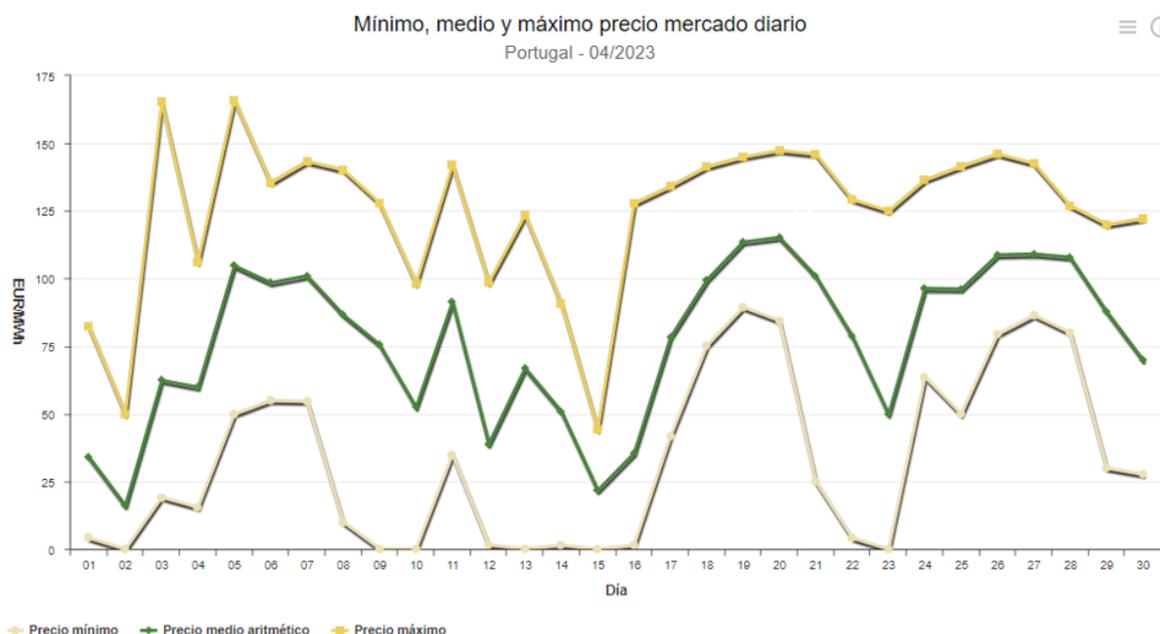
Índices produtividade

REGIME	HÍDRICO	EÓLICO	SOLAR
ÍNDICE	IPH	IPE	IPS
MÊS (abril)	0,34	0,80	1,30
ACUM. (ano civil)	0,83	0,90	1,19

MERCADO DE ELETRICIDADE:

MANTÉM-SE TENDÊNCIA DE DESCIDA DE PREÇOS NO MERCADO GROSSISTA

O preço médio aritmético da eletricidade produzida em abril fixou-se em 76,96 €/MWh, o que representa uma **descida, face ao mês anterior**, de 14%. Recorde-se que abril de 2022 foi um dos meses com **elevados preços no mercado grossista de eletricidade**, com o preço médio a alcançar 192 €/MWh. Em termos homólogos, abril regista uma queda de 60%.



Fonte: OMIE (www.omie.es/pt/market-results)



☑ Fatores conjunturais e estruturais da escalada de preços

A cotação do Gás Natural (Dutch TTF) encontrava-se, em final de abril, em 37 €/MWh (durante 2022 variou entre 65 e 337 €/MWh) e as Licenças de Emissão (EUA) em 90 €/t (em 2022 variaram entre 58 e 98€/t). Nesta conjuntura, a valorização do gás natural e das licenças de emissão influenciam os sucessivos aumentos do preço de produção. Adicionalmente o mercado ibérico adota o sistema marginalista europeu, em que todos os produtores recebem o mesmo pela eletricidade produzida, que corresponde ao preço cobrado pela última central a satisfazer as necessidades em cada hora. Situações de redução de oferta renovável (efeito intermitência), combinado com aumento da procura, induzem a formação de preços ditados pelas centrais térmicas (com custos de produção agravados pela conjuntura).

LICENÇAS DE EMISSÃO:

LICENÇAS MANTÉM-SE ACIMA DOS 90 EUR

Durante o mês de abril a cotação das **licenças de emissão manteve-se acima dos 90 Eur/t**.

Nos últimos meses a descida do preço do gás natural não foi acompanhada pelas licenças de emissão, antes pelo contrário. Há que ter em conta o período de inverno e a baixa produtividade eólica na Europa, que aumentaram a procura de licenças; e com o aumento da procura assistimos a um aumento de preços, em particular pelo efeito do suprimento do gás russo que implicou o aumento de 7% na geração de energia da UE com carvão. Este regresso do carvão tem feito soar alarmes, embora a UE diga que se trata de uma resposta de curto prazo.



Fonte: Trading Economics (EU Carbon Permits: www.tradingeconomics.com)



Energia, Carbono e Transição

A Europa deve preparar-se para os tetos de "emissão zero" no CELE

Daqui a apenas 16 anos, o limiar de emissão de CO₂ no âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) cairá para zero. Trata-se de um fato difícil de ignorar e significa que ninguém pode adiar decisões, argumentam Claudia Günther, Michael Pahle, Sebastian Osorio e Simon Quemin, investigadores do Potsdam Institute for Climate Impact Research. As profundas implicações da recente reforma do CELE tornam-se efetivas em 2039. Extrapolando o fator de redução linear revisto (usado para definir tetos de emissão) daqui a apenas 16 anos, as empresas de energia e as indústrias de uso intensivo de energia só poderão usar licenças de carbono que anteriormente depositaram ou compraram a outros participantes do mercado.

O “endgame ETS”, como o chamamos numa análise recente, está, portanto, claramente a caminho, pelo que os reguladores precisam de se preparar com urgência. E porquê? O limiar zero levanta importantes questões de política e design de mercado. Um mercado com cada vez menos licenças ainda pode funcionar? Seria necessário um imposto sobre o carbono para complementar ou mesmo substituir o CELE? A reserva de estabilidade do mercado vai apertar o limite além do que é eficiente? Uma extensão do CELE por meio da vinculação a outros sistemas ou da inclusão de emissões negativas pode ser a resposta para a diminuição da oferta e das emissões residuais?

[ler artigo completo em: [EURACTIV](#)]

Glossário / Siglas

IPH – Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

IPE - Índice de Produtibilidade Eólica

IPS – Índice de Produtibilidade Solar

PRE – Produção em Regime Especial

PRE-FER – Produção em Regime Especial por Fontes de Energia Renováveis

LEE – Licenças Europeias de Emissão

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

CTDU – Correção de temperatura e dias úteis

Fontes de Informação: IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera / SNIRH – Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos / REN – Data Hub / OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade / EMBER – climate and energy think tank / Intercontinental Exchange (ICE) / Trading Economics

Análise: Lisboa E-Nova | www.lisboaenova.org

A B R I L 2 0 2 3