

APRECIACÃO CRÍTICA DA SEDES - OBSIIE

AO PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030)

1. INTRODUÇÃO

A **SEDES** vem responder à consulta pública sobre a revisão do PNEC 2030, por ser uma instituição que se dedica a promover o debate e a reflexão sobre temas relacionados com desenvolvimento económico, social e cultural do país. Nesse sentido defende a preservação do ambiente, dentro do conceito do desenvolvimento sustentável, isto é, soluções eficazes e eficientes que ajudem a preservar o ambiente, e que não comprometam a competitividade económica nem o bem-estar social, antes o promovam. Por isso estamos naturalmente preocupados com a competitividade económica e industrial do nosso país e com a racionalidade técnico-económico dos investimentos e das decisões

A **SEDES** também entende que Portugal deve respeitar os compromissos assumidos em tratados internacionais e no âmbito do acervo legislativo comunitário, mas entende que no cumprimento dessas obrigações, a posição nacional deve ser exigente e crítica, capaz pela sua racionalidade, de influenciar no quadro definido no parágrafo anterior, a reformulação das políticas comunitárias, sempre que tal seja premente e necessário.

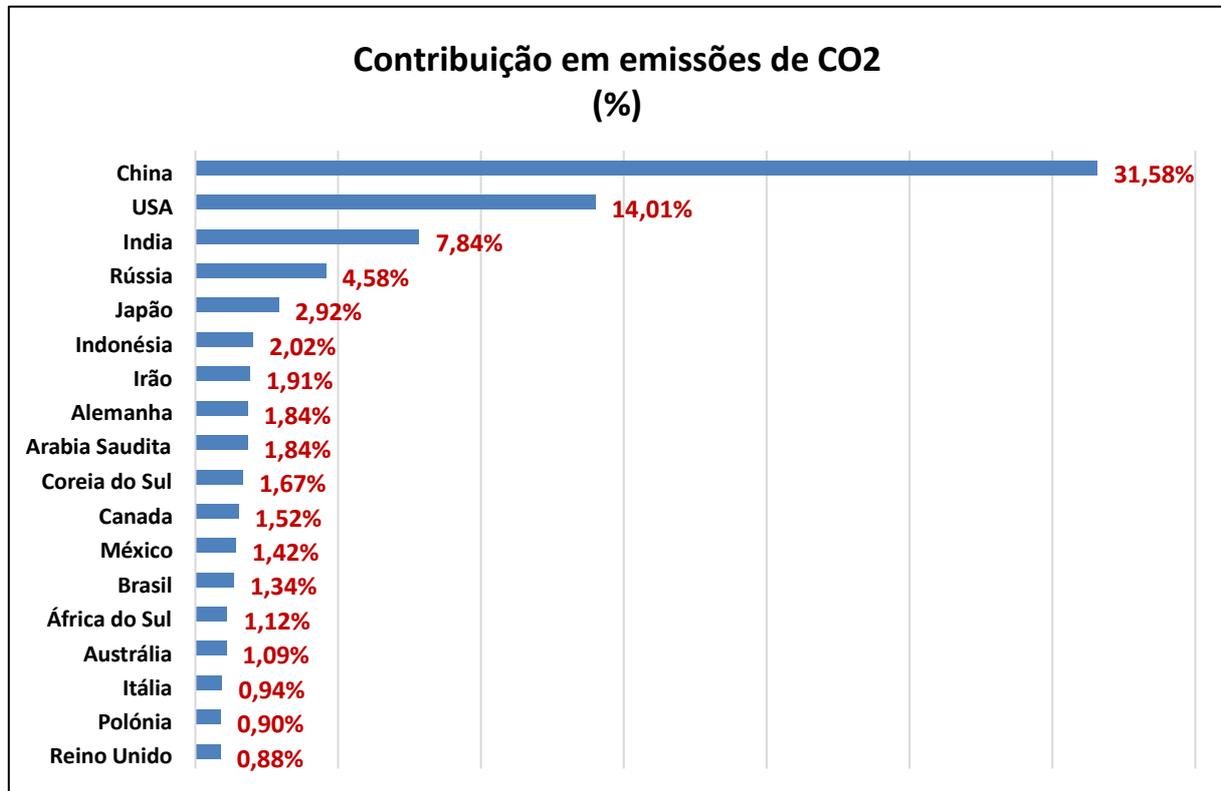
A revisão do PNEC 2030 centra-se apenas nas questões climáticas, assumindo que são as emissões de dióxido de carbono (CO₂) as responsáveis pelas alterações climáticas.

Assim sendo, este plano não é um verdadeiro plano energético que tenha como objectivo desenvolver um sistema energético adequado à procura, nas melhores condições económicas, ambientais e de segurança no abastecimento, o que seria fundamental para garantir a segurança energética, promover a sustentabilidade ambiental, e fomentar o crescimento económico. Tal não acontece.

Este PNEC, como os anteriores, pretende apenas a redução das emissões de CO₂. E mesmo para esse objetivo, não apresenta as soluções mais eficazes e custo eficientes.

A. SOBRE AS EMISSÕES DE CO₂

No caso das emissões de CO₂, com origem nos combustíveis fósseis, apenas 18 países contribuem com **80% destas emissões a nível mundial**, conforme pode ser observado no gráfico que se apresenta. E Portugal não consta nesta lista.



Fonte: *Global Carbono Atlas (2022)*

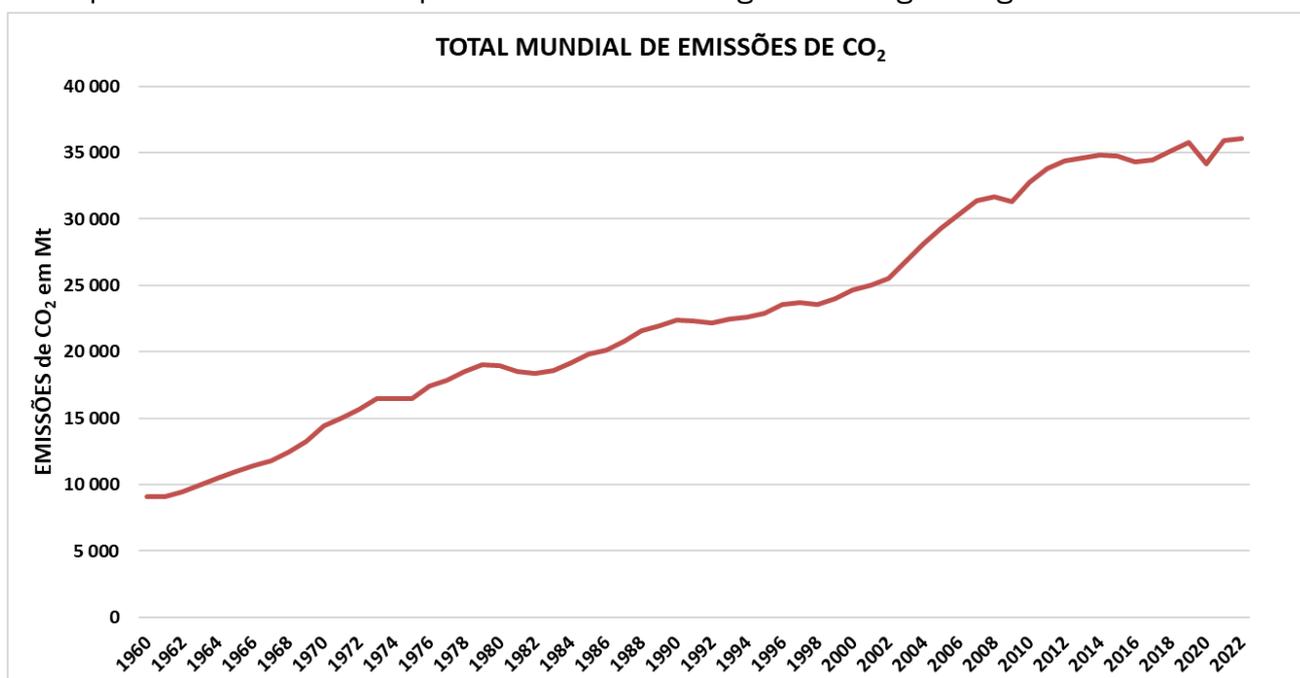
Podemos então concluir que, a partir da análise dos dados mais recentes sobre emissões de CO₂ que estamos (a Europa 27 e Portugal) excessivamente preocupados com a sua redução, quando:

- Portugal contribui com um insignificante **0,12%** para o total mundial das emissões, isto é, qualquer redução em Portugal por muito significativa que seja em nada contribui para a redução total.
- A nível europeu Portugal contribui com, apenas, **1,51%** para o total das emissões com origem na Europa a 27.
- A Europa (27), no seu conjunto, contribui, apenas, com **7,65%** para o total mundial das emissões. Isto é, qualquer redução por muito significativa que seja em muito pouco, ou quase nada, contribui para a redução total.

De realçar que os custos dos investimentos e os custos operacionais das medidas que conduzem à redução das emissões de CO₂ vão recair sobre as famílias e sobre as

empresas, seja na forma de impostos seja nos brutais acréscimos da factura da energia, em particular da electricidade. Mesmo que Portugal tivesse **zero de emissões** apenas iria reduzir as emissões globais em **0,12%**, isto é, em **nada!** Ou seja, o custo para a nossa economia seria uma enormidade para um resultado **ZERO**. Assim, entende-se que o esforço de redução de emissões não pode ser repartido de forma igual, mas sim de forma proporcional à sua contribuição.

O que se acaba de afirmar pode ser observado no gráfico da figura seguinte:



Fonte: *Global Carbon Atlas*

Apesar dos elevadíssimos esforços financeiros feitos, quer pelas famílias quer pelas empresas (a Europa no seu conjunto e por Portugal em particular), o ritmo de crescimento das emissões globais de CO₂ não mostra sinais de abrandar. Isto significa que o preço que temos pago, nos últimos anos de obsessão pelo **CO₂**, em nada contribuiu para a redução das emissões, mas teve um elevado custo para a competitividade da indústria europeia.

O plano estabelece uma meta de redução de 55% nas emissões de GEE até 2030, em comparação com os níveis de 1990. Esta meta está alinhada com os objectivos da União Europeia e reforça o compromisso de Portugal em liderar a transição energética na Europa. Esta redução é basicamente dirigida ao CO₂.

Não se entende como sendo um país com pouco valor acrescentado nas tecnologias envolvidas e caminhando Portugal para ser um dos países mais pobres da UE, quer ter a ambição de liderar na Europa a transição energética. Não bate a bota com a perdigota!

B. SOBRE UM PLANO ENERGÉTICO NACIONAL (PEN)

O último exercício de planeamento energético, digno dessa designação, que foi realizado em Portugal data do ano de 1994 e foi promovido pelos Eng.º Luis Mira Amaral e Dr. Luis Filipe Pereira, Ministro da Indústria e Energia e Secretario de Estado da Energia, respectivamente.

O *PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030* não pode, de forma alguma, ser considerado um plano energético, uma vez que não cumpre os objectivos dum verdadeiro plano energético. O actual PNEC é um PLANO NACIONAL DO CO₂. E mesmo nesse plano, incompleto e limitado.

De realçar a incoerência de se fazerem projecções de aumentos de capacidade a instalar na produção de energia eléctrica, sem se fazer uma análise sobre cenários da procura. Lembra-se que Portugal já tem uma potência instalada de mais do dobro da necessidade da procura, em termos de produção de electricidade, o que identifica reduzidos factores de carga das tecnologias renováveis intermitentes e necessidade de quase duplicação em potência firme para assegurar a satisfação da carga de consumo, em alturas de carência do recurso renovável.

Actualmente a capacidade instalada na produção é de 22 250 MW e a ponta de consumo é de 9900 MW¹. Note-se ainda que o possível recurso a redução de carga industrial, via leilões de Banda de Reserva de Regulação, é reduzido e que alguns lotes para 2024 ficaram desertos ou quase.

O **PNEC 2021-2030** pode ser visto como um plano focado apenas na redução do CO₂, para uma transição energética Carbono Zero, e nas metas climáticas, e não como um plano energético nacional.

Um verdadeiro **Plano Energético Nacional** envolveria uma abordagem mais ampla e integrada, incluindo todos os aspectos do sistema energético, desde a produção até ao consumo, com uma forte ênfase na segurança energética, desenvolvimento de infraestruturas e gestão eficiente dos recursos energéticos.

¹ Sem a bombagem. Nota: a bombagem nunca é feita em simultâneo com a ponta anual, apenas se soma à procura em períodos de menor carga líquida.

2. AS METAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA²

Na nossa opinião, a principal jazida a curto prazo para a eficiência energética encontra-se no sector público em geral e ao nível das Câmaras Municipais em particular, designadamente ao nível da iluminação pública, havendo até um instrumento legislativo para tal fim, o decreto-lei 50/2021 de 15 de Junho. Tal é totalmente omissa nesta proposta!

O PNEC 2021-2030 apresenta, como metas a 2030, a seguinte tabela:

METAS NACIONAIS	EMISSÕES (sem LULUCF; em relação a 2005)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (redução em energia primária e meta de consumo)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (Meta de consumo de energia final) ⁹	RENOVÁVEIS (no consumo final bruto de energia)	RENOVÁVEIS NOS TRANSPORTES	INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS
PNEC 2030	-45% a -55%	35%	-	47%	20%	15%
Revisão	-55%	16 711 ktep ¹⁰	14 371 ktep	51%	29%	15%

Sendo estes os únicos dados quantificados em termos de objectivos.

Como já vai sendo habitual estes planos, realizados pelo governos portugueses, continuam a insistir num erro sistemático que tem a ver com a forma como é medida a eficiência energética ou como é avaliado o seu impacto. A eficiência energética não pode ser monitorizada a partir das reduções dos consumos totais seja de energia primária seja de energia final, pois até pode haver aumento de consumo por mera comodidade ou como resultado de melhoria do nível de vida (ar condicionado e aquecimento, por exemplo).

Efectivamente, as variações nos consumos totais de energia dependem de muitos factores, tais como:

- Evolução da actividade económica;
- Modos e factores de conversão para energia primária³;
- Efeitos de medidas de utilização racional e eficiente da energia;
- Efeitos das alterações da estrutura produtiva da economia;
- Efeitos da inflação sobre o produto;
- ...

² Fonte: *Eng.º João de Jesus Ferreira*

³ Nos balanços energéticos a energia eléctrica de origem renovável é convertida em tep de energia primária através do factor 1GWh=86tep. A energia eléctrica de outras origens é convertida através do factor 1GWh=220tep

Portanto, a eficiência energética nunca pode ser medida pelas variações da quantidade da energia primária (ou final) consumida. Numa economia podemos ter um aumento do consumo de energia primária e uma forte redução dos consumos específicos, isto é, uma melhoria da eficiência energética

A **eficiência energética** é definida como a relação entre a quantidade de energia útil utilizada para realizar uma determinada função ou tarefa (a prestação energética esperada) e a quantidade total de energia consumida para essa função. Em termos simples, é a capacidade de um sistema, dispositivo, ou processo de obter o máximo de prestação com o mínimo de energia consumida.

Os **indicadores de eficiência energética** são estabelecidos através de relações e de variáveis que podem ser usadas ao nível macro e micro com o objectivo de monitorizar as variações e desvios na eficiência energética dos sistemas. Estes indicadores podem ser definidos a um nível agregado (a economia no seu conjunto, um sector da actividade) ou a um nível desagregado (utilizações finais), e estabelecidos através de relações (por exemplo um consumo de energia a dividir por um indicador de actividade). A sua selecção e cálculo estão, mais ou menos, convencionados enquanto a sua interpretação é matéria mais complicada requerendo uma análise cruzada e profunda.

Os indicadores de eficiência energética podem ser definidos para caracterizar a eficiência de um país, ou região, sendo neste caso classificados como macroindicadores e estão relacionados com a economia no seu todo, com um subsector ou ramo da actividade ou com uma utilização final. Estes indicadores podem, também, ser definidos para caracterizar a eficiência de uma empresa, edifício, habitação e neste caso são classificados como microindicadores pois são aplicados à análise de nível microeconómico.

A quantificação dos efeitos a nível macroeconómico poderá ser muito variada e extensa dependendo apenas do tipo de efeitos que se pretendem determinar e dos indicadores sobre os quais se pretende medir aqueles efeitos. Assim o cálculo dos vários efeitos poderá incidir sobre todos os indicadores descritivos já apresentados ou a desenvolver.

Um conjunto de efeitos, que explicam as variações de indicadores energéticos sectoriais, podem ser quantificados em função do tipo de avaliação que se pretende efectuar.

Para atingir estas metas, o PNEC 2030 propõe um conjunto abrangente de medidas em diferentes sectores:

Edifícios

- **Renovação Energética de Edifícios:** Expansão dos programas de renovação de edifícios públicos e privados, com foco em isolamento térmico, eficiência nos sistemas de aquecimento e arrefecimento, e a adopção de tecnologias de construção mais eficientes.
- **Certificação Energética:** Reforço das políticas de certificação energética, exigindo padrões mais elevados de eficiência para novas construções e grandes renovações.

Indústria

- **Modernização Industrial:** Incentivos para a adopção de tecnologias mais eficientes, como motores de alta eficiência, sistemas de recuperação de calor, e processos industriais mais otimizados.
- **Economia Circular:** Promoção de práticas de economia circular, que reduzam o consumo de energia através da reutilização e reciclagem de materiais.

Transportes

- **Mobilidade Sustentável:** Promoção de veículos eléctricos, com aumento das infraestruturas de carregamento e incentivos fiscais para a sua adopção, além da expansão dos transportes públicos electrificados.
- **Eficiência nos Transportes Públicos:** Melhorias na eficiência energética dos sistemas de transporte público, incluindo a modernização de frotas e a introdução de tecnologias de gestão de energia.

Agricultura e Florestas

- **Eficiência no Uso de Energia:** Implementação de tecnologias de eficiência energética em actividades agrícolas e florestais, como a irrigação eficiente e a utilização de energias renováveis nas operações agrícolas.

Estas medidas sem qualquer tipo de quantificação quer de impacto no consumo de energia quer nos indicadores específicos de eficiência energética constituem apenas uma lista de intenções sem qualquer possibilidade de avaliação futura e da respectiva monitorização. Acresce que, em muitos casos, exige-se elevado investimento à cabeça, embora possa reduzir custos de exploração futuros, aspecto relevante face a carência financeira quer das famílias, quer de muitas das indústrias.

Nesta listagem de intenções cabe tudo o que se possa imaginar em matéria de utilização racional e eficiente da energia, não se dando prioridade a soluções técnicas específicas e bem determinadas.

A experiência diz-nos que a melhoria de eficiência energética em edifícios existentes conduz a investimentos com tempos de retorno superiores a 10 anos, pelo que não parecem credíveis os valores apresentados, que são baseados no SCE (sistema de certificação energética de edifícios) onde os valores colocados nos certificados podem não corresponder à realidade, pelo que qualquer avaliação que se faça a partir deles, pode ser enganosa.

Nos outros sectores (Indústria Extractiva, Indústria Transformadora, Serviços, Transportes, Agricultura e Pescas, etc. ...) não há qualquer quantificação quanto aos investimentos sugeridos e quanto às economias de energia esperadas.

Por outro lado, a falta de quantificação dos investimentos necessários e a da sua avaliação técnico económica não permite classificá-los quanto à rentabilidade dos investimentos necessários.

Lembrar que os empresários só investem, com os seus próprios capitais, se esse investimento tiver um retorno atractivo.

Em conclusão, a partir dos dados apresentados no PNEC não é possível avaliar com algum rigor qual a rentabilidade dos investimentos sugeridos, apenas com a excepção do sector dos edifícios e mesmo aqui com as limitações já expostas.

3. O SISTEMA ELECTROPRODUTOR E A DIMENSÃO DA DESCARBONIZAÇÃO⁴

3.1 Vejamos primeiro como está o nosso sistema electroprodutor ,no contexto das potências renováveis intermitentes que têm sido introduzidas

A hidroelectricidade (fonte renovável) entrou em Portugal, reconhecendo-se sempre a utilidade do complemento de apoio térmico. O mesmo deveria acontecer com a eólica e a solar, apesar da feliz flexibilidade da hídrica, porque a sua capacidade de armazenagem, apesar de importante, não chega para a sua própria regularização anual.

Portugal já encerrou as suas centrais a carvão antes de 2023, mas o plano prevê a aceleração da substituição do gás natural por alternativas renováveis, como a energia solar e eólica, e a integração de sistemas de armazenamento de energia e ainda o possível recurso a hidrogénio verde.

A fase fácil de integração das renováveis intermitentes terminou, enquanto meio para redução de produção térmica fóssil e não propriamente por motivo de aumento de consumo. E a fase de aproveitamento de excedentes renováveis por armazenamento via consumo adicional de bombagem hídrica e alteração da gestão da produção nas albufeiras, como ainda por exportação a preço de “saldo” poderá representar uma forma de corte económico, em prejuízo do consumidor final. Para além destas considerações, há que perguntar como se vai resolver o problema do backup das cargas normais de consumo (reduzida flexibilidade) e quanto vão custar esses novos investimentos para obviar períodos de baixo recurso eólico, solar e de afluências hídricas, em alternativa a manter e renovar a produção a gás natural?

Os RMSA recentes têm mostrado que a segurança do sistema eléctrico nacional não tem tido a devida atenção, como aconteceu com o fecho precoce das centrais a carvão e as dificuldades do ano seco de 2022, reduzidas com importações de socorro de Espanha. O sistema eléctrico não suporta tais decisões apressadas e o PNEC continua a limitar-se a fazer balanços de energias anuais, esquecendo a indispensabilidade dos balanços de potência instantânea e que o RMSA de 2023 identifica futura carência relevante em potência firme.

Sucessivos governos apoiaram a eólica com tarifas políticas (feed in tariffs-FIT) muito generosas e investimentos maciços, esquecendo que já havia muita potência contratada que cobria custos fixos pagos pelo consumidor(CAE e CMEC).

⁴ Fonte: *Eng.º Pedro Sampaio Nunes; Eng.º Luis Mira Amara; Prof. Clemente Pedro Nunes*

Temos num ano 8760 horas, a eólica tem a produção limitada a 2000-2500 horas equivalentes e a solar apenas produz em 1600-2000 horas equivalentes. Comparativamente à hídrica, essas tecnologias têm reduzida controlabilidade, para aproveitar ao máximo o recurso disponível, e o perfil de produção afasta-se muito do perfil de carga normal. Tudo isto, e para casar os perfis, implicaria instalar capacidade desmesurada de eólicas e fotovoltaicas, com conseqüente criação de enormes excedentes. E ainda rezar para que a evolução tecnológica permitisse aumento de carga flexível por tecnologias de armazenamento para os excessos de produção, de curto e de longo prazo (o mais importante e mais difícil), os quais seriam depois injectados na rede quando não houvesse produção renovável.

As eólicas e fotovoltaicas, que nos vendem a energia com um preço político fixo (feed-in tariffs-FITs), ou CfD – Contract for Differences, na Produção com Remuneração Garantida (PRG), oferecem no mercado grossista a energia a preço zero, contribuindo para o abaixamento do preço médio nesse mercado, mas depois o que os consumidores pagam, são esses valores, através de complemento via TAR – Tarifas de Acesso à Rede à parte recuperada no mercado à vista grossista. Na realidade, são quase custos fixos e as FIT incluem os subsídios oferecidos à época, em relação ao valor de substituição de cada tecnologia.

Segundo o Relatório de Aquisição de Energia em 2023 (SU ELETRICIDADE Março de 2024), os preços médios pagos às tarifas garantidas (feed in tariffs-FIT) foram:

- Primeiras solares €315/MWh;
- Eólicas terrestres €96,6/MWh;
- Eólica marítima (Viana do Castelo):€159,5/MWh.

Na tarifa de energia os consumidores pagam o preço do mercado grossista e depois nas Tarifas de Acesso às Redes(TAR) pagam o diferencial para o valor das FITs. Obviamente, quanto mais baixo o preço no mercado grossista, maior será o sobrecusto pago nas TAR para perfazer esse preço fixo das FITs.

Ter no mercado grossista em cerca dum terço das horas preços muito baixos significa que está a haver muita renovável (eólica, solar e hídrica de fio de água) com custo variável desprezável. Mas é precipitado dizer que começamos a sentir na carteira a boa aposta nas renováveis porque: no que toca à eólica e fotovoltaica não valorizada pelo custo de substituição via leilão, como explicado, o que o consumidor paga é o preço fixo da FIT e não o baixo preço do mercado grossista; as contas certas têm de ser feitas não apenas para esses bons dias, reflexo de custos variáveis baixos, mas para todo o ano no total de custos variáveis mais custos fixos (nestes últimos, os não assumidos pelo investidor em produção).

Assim, quando há vento, sol e água, a capacidade instalada pode gerar excesso de produção em relação ao consumo e os preços afundam nessas horas no mercado grossista, o que pode colocar problemas de recuperação dos investimentos a outras tecnologias e às própria renováveis, identificando que o custo médio de expansão do sistema está descoordenado e acima do custo médio de exploração.

Esses excessos de energia levaram naturalmente à suspensão ou redução da produção das centrais fotovoltaicas remuneradas pelo mercado à vista (não produzir abaixo do custo variável de operação e manutenção (O&M), mesmo que muito reduzido como é o caso das fotovoltaicas) porque as centrais com tarifas feed-in- FITs apenas são desligadas se houver razões de segurança (até podem oferecer a preços negativos, para assegurar entrada em serviço). Tal criou grande stress nos promotores dos novos megaprojectos solares e nos seus financiadores bancários porque perceberam que podem não ter remuneração via mercado à vista para financiarem o investimento e remunerarem o capital investido e por isso querem tarifas políticas, novas FITs, o que não é possível, salvo por leilão.

O Presidente da ERSE reconhecia esse impasse das renováveis intermitentes quando dizia em Janeiro de 2024: "Há momentos em que temos tanta energia que não sabemos como encaixá-la e os preços afundam e outros em que há escassez de energia e os preços são encostados ao preço marginal do combustível mais caro".

No mercado grossista aumenta o peso da importância da carga de consumo para a fixação do preço marginal, mas a carga adicional para armazenagem e por captura de carga no vizinho por exportação, não se tem revelado suficiente para reduzir o afundamento de preços no mercado grossista, com canibalização entre intermitentes, o que dificulta o financiamento pelo mercado de novas potências intermitentes, as quais precisariam de preços garantidos através dos Contratos às Diferenças (CfD), que são o sucedâneo das FIT. Ambos os diferenciais, em relação ao valor em mercado à vista, devem ser retirados das Tarifas de Acesso à Rede (TAR) e traduzidas em rubrica autónoma própria, criando transparência e medida de bom ou mau planeamento da expansão da produção, tanto agora em ligação com aumento de consumo, como ainda em termos de fair value atribuído via leilão de CfDs.

3.2 Todo o documento de Revisão do PNEC 2030 se baseia numa aproximação muito ideológica, semelhante à seguida pela Alemanha através da Energiewende - que influenciou nos últimos anos a política energética proposta pela Comissão Europeia - e que tem tido consequências negativas para os custos energéticos de uma forma geral, para a estabilidade e segurança das redes eléctricas, e desrespeito pelo sinal de preços que um mercado concorrencial devidamente funcional deve transmitir aos investidores e decisores políticos. Esta política está a conduzir a indústria alemã e europeia a migrar para geografias com custos de energia mais competitivos.

Essa visão pretende que se poderá substituir a produção eléctrica com combustíveis fósseis apenas por fontes renováveis, usando como factor de adequação da produção renovável intermitente (eólica e solar) à procura, para além das formas clássicas de bombagem hidráulica, a utilização de baterias e de hidrogénio, e provisoriamente como combustível de transição, o gás natural.

As experiências tentadas até agora desta teoria, na Alemanha, Dinamarca, Califórnia, Texas e Austrália, deveriam levantar as maiores reservas, uma vez que não conseguiram reduzir de modo significativo as emissões do sistema eléctrico (comparativamente a outros modelos), e necessitam de custos exponencialmente mais elevados para ir integrando percentagens superiores de energia renovável.

Tentaremos exemplificar agora, na linha da caracterização do sistema electroprodutor que fizemos antes, a inviabilidade desta política, e a razão de ser do aumento exponencial dos seus custos, que no caso Ibérico ainda pode ser agravada pela não existência em tempo útil de interligação suficiente com os sistemas eléctricos nossos vizinhos, nomeadamente entre Espanha e França, que a existir, permitiria escoar os excedentes de produção horária, quando existisse, e importar a energia necessária, quando a produção não fosse suficiente admitindo algum contraciclo com o sistema francês ou simplesmente efeito de benéfico portefólio.

Em resumo:

- a. As fontes renováveis intermitentes com baixos factores de capacidade, exigem potências muito superiores à procura para poderem produzir a energia consumida por um determinado sistema energético.
- b. Mas o problema não é apenas o excesso de produção nessa breve janela de tempo, é também de onde virá a energia nas horas em que não há produção. Nessas horas é necessário recorrer à importação de sistemas vizinhos, e depender da produção residual de centrais térmicas a gás natural, e ainda ao armazenamento limitado que existe em bombagem hidráulica e baterias. Mas o armazenamento não é mais do que transferir, com alguma perda (nota: a armazenagem tem eficiência muito superior a qualquer térmica e as de ciclo diário podem ser vistas com substitutas de térmicas de ponta), a energia produzida nas horas férteis para aquelas em que não existe produção e nem sempre é possível.
- c. O PNEC continua a considerar apenas o Balanço de Energia anual, esquecendo o importantíssimo Balanço de Potências. Com efeito, com tanta produção renovável intermitente, é muito importante assegurar que há potência firme suficiente para alimentar a carga instantânea com risco de perda aceitável. Não chega haver uma

referência ao RMSA de 2023, o qual até tem preocupantes e esquecidas carências em potência.

Num sistema com uma grande componente de renováveis intermitentes, a questão da potência é crítica e os custos induzidos para se ter potência firme têm de ser incorporados nos custos dessas renováveis e considerados nos processos de decisão política. Trata-se de facto duma falha muito grave desta proposta de PNEC.

- d. A coincidência de políticas energética e de condições meteorológicas com Espanha vem agravar o problema, sendo que a interligação existente com o resto da Europa é muito limitada e não tem perspectivas sérias de vir a ser aumentada para além dos 5 GW previstos para 2030, o que fará com que a recuperação de algum atraso nacional em incorporação de fotovoltaicas, relativamente a Espanha, se venha a saldar em maiores necessidades de corte conjunto de excedentes, em prejuízo dos consumidores, nos casos em que não seja risco do produtor.

3.3 Procura eléctrica e impacto nos preços pela produção intermitente

A potência máxima da procura nacional está nos 9 500 MW, tendo em Janeiro de 2024 atingido os 9 489 MW, em 2023 os 9 362 MW e em 2022 os 8 593 MW, de acordo com a REN.

A procura mínima está em cerca de 5 000 MW.

A procura horária máxima verifica-se cerca das 20H00, e a mínima cerca das 5h00.

Na revisão do PNEC 2030 está previsto aumentar a potência eólica dos actuais 5 800 MW para 6 300 MW em 2025, e para 12 400 MW em 2030. A solar dos actuais 3 100 MW para 8 400 MW em 2025, e para 20 800 MW em 2030.

“Perspectiva-se que 96% da electricidade produzida no sistema electroprodutor português seja de origem renovável em 2030 (contabilizando a electricidade para a produção de H₂), com destaque para a eólica com cerca de 40% e o solar com cerca de 42%, que serão as tecnologias que apresentarão o maior crescimento na próxima década.”

Tal parece-nos ritmo de crescimento totalmente irrealizável, e mesmo a insistência em tentar atingir esses objectivos representará um enorme desperdício de recursos, com custos ainda mais elevados do que os actuais para os consumidores.

Vejamos porquê:

- Como já foi constatado no início deste ano, não só em Portugal, mas em todo o continente europeu, o excesso a certas horas da produção renovável, eólica e solar, conduziu ao colapso dos preços no mercado eléctrico, com bastantes horas de preços nulos ou negativos. O que é lógico, porque a potência somada da geração variável ultrapassou nesses períodos a potencia da procura.
- De facto, quando existe recurso solar, sendo a potência solar instalada já próxima da potência da procura, com a adição da produção de fio de água e da eólica (nota: é indiferente a forma de remuneração, pois apenas interessa o custo variável), o mercado fica inundado e os preços colapsam, se não houver aumento de consumo suficiente e flexível para equilibrar essa queda. O gestor do sistema vai ter, como já referido, que recorrer de forma cada vez mais frequente ao corte (curtailment) da produção excessiva e irá ter de decidir qual a produção a ser cortada. A adição de mais potência descoordenada do consumo capaz de a pagar vai obviamente agravar esta situação, pelo que, nestas condições, qualquer ajuda à produção volta-se contra o consumo normal e eterno subsidiador das políticas de clima & energia mal calibradas.

A forma de procurar atingir os objectivos listados baseia-se em leilões presume-se para a obtenção de CfDs que viabilizem essa nova capacidade pretendida.

E como se pretende forçar o excesso de potência intermitente contra a lógica de remuneração insuficiente via mercado à vista ou por suposta alternativa independente de fabrico precoce de H₂ e a custo elevado?

A resposta existente no PNEC só nos pode preocupar:

“No curto prazo, a estratégia de Portugal passará pelo lançamento de leilões para produção de electricidade a partir de energia solar e eólica offshore que resultem na atribuição de nova capacidade renovável, incluindo com potencialidade de despachabilidade, tirando proveito do sucesso e experiência de leilões já realizados.”

Esta afirmação é grave e contradiz o que estava expresso no programa do governo, de que novos concursos seriam tecnologicamente neutros. O que aqui parece indicar-se é lançamento de concursos por tecnologias específicas, na linha do “winner’s picking” ou “technology push” que tem dado lugar a grandes elefantes brancos, onde tem sido utilizado.

Como é claro, apenas se conseguirão “empurrar” as tecnologias intermitentes, pelas razões de mercado expostas, através de CfD que, tal como as FiT, não reflectam o *fair*

value no mercado à vista durante os anos de vigência atribuídos. No passado, a vontade política de limitar os aumentos tarifários ao consumidor final originou défices tarifários avultados, que estamos a ver renascer na forma agregada de uma dívida tarifária que já atinge cerca de 2 000 M€, por erros de previsão da ERSE da valia em mercado à vista da PRG, o que justifica autonomizar estes diferenciais das TAR e procurar novas soluções de estabilização financeira interanual, o que introduz transparência e evita desvirtuar os sinais de preço que têm como função dar racionalidade às opções de investimento.

De qualquer forma de acordo com o PNEC 2030, estavam previstos 24 600 MW de potência renovável em 2025 e em Junho de 2024 apenas existem 19 663 MW. É importante ter em conta que dos 12 400 MW de eólica, esta totalidade deverá ser de novos aerogeradores, uma vez que a potência existente está em fim de vida, devendo ser totalmente substituída nos próximos 5 anos.

Essa situação de divergência já no início do Plano em relação a objectivos muito desafiantes devia levar a uma profunda reflexão. Com efeito, existe já uma enorme diferença entre os objectivos e a realidade no início do percurso, o que deveria alertar desde já para a incoerência deste exercício.

Se considerarmos agora as curvas de produção estatística ao longo do ano, podemos verificar que num terço do tempo, há forte coincidência entre a produção solar e a eólica (com o agravamento da canibalização dos preços nesses períodos), noutra terça do tempo e dependendo da pluviosidade do ano haverá preços mais baixos com boa afluência hídrica, ou mais elevados em anos secos, e no outro terço do tempo, preços definidos pelas centrais a gás natural. Foi a situação vivida no ano corrente.

Contrariamente ao discurso oficial, a política seguida tem conduzido a um agravamento permanente dos preços ao consumidor, tendo no ano de 2024 havido um sobressalto que levou a que várias entidades tenham manifestado a sua preocupação sobre esse facto. Esse agravamento já vinha de 2021 e 2022, e teve uma aceleração no ano corrente, embora disfarçada com o crescimento da dívida tarifária do sector eléctrico, que constitui um paradoxo em ano húmido com redução do preço médio no mercado à vista grossista .

3.4 Planos de produção ibérica e limites das interligações

Podíamos pensar que esse excesso peninsular fosse exportado para o centro da Europa, mas a interligação entre Espanha e França está limitada hoje a 2300 MW, estando previsto que se eleve a 5 000 MW em 2030, sem novos reforços em perspectiva. E o crescimento da interligação com França pode ser um falso benefício, se as exportações da Península forem a preço de “saldo” e haver contraciclo reduzido para importação, se a França

também investir bastante nas suas novas renováveis e reduzir a sua expressão nuclear. É altura de procurar alternativa em consumos flexíveis e locais que se revelem economicamente vantajosos.

Se adicionarmos as potências intermitentes previstas no PNEC 2030, às potências previstas no PNIEC 2030 de Espanha, a situação descoordenada pode ser ainda mais dramática, dada a grande simultaneidade meteorológica entre os dois países. Teríamos teoricamente uma ponta máxima de 50 GW, e uma potencia mínima de 30 GW para uma potencia combinada de 123 GW de Potências Renováveis Intermitentes! Isto significa que poderíamos ter um excesso de produção sobre a procura de uns 70 GW, volume que o consumo para armazenamento não absorve, e uma janela para a exportar de apenas 5 GW, ou inversamente, numa noite calma, a necessidade de manter a totalidade das CCGT a funcionar a toda a capacidade para evitar apagões.

3.5 O plano prevê que as energias renováveis representem 80% da produção de electricidade até 2030, o que é crucial para reduzir a pegada de carbono do sector energético, que é um dos maiores contribuintes para as emissões de GEE.

Mais um objectivo sem justificação técnica e científica, sem avaliação de alternativas de produção regular e controlável no sector ou noutros e sem se atender às questões técnicas associadas à interruptibilidade e à intermitência da produção de energia eléctrica com recurso a fontes renováveis.

De realçar de novo que o número de horas equivalentes à potência máxima de uma central fotovoltaica é da ordem das 1600 hora por ano (17%) e de uma central eólica é da ordem das 2000 horas por ano (23%). Como já explicado, sem armazenamento de ciclo diário e de longo prazo é impossível garantir o abastecimento de energia eléctrica com 80% de fontes renováveis, já que a produção eólica ocorre, com maior frequência, nos períodos em que a procura é menor (fim de tarde e período nocturno) e a hídrica, apesar de muito fiel no dia a dia, tem variações de energia anual muito elevadas.

3.6 A Noruega e a Itália estão a abandonar os megaprojectos fotovoltaicos, concentrando-se no solar distribuído, o que também deveríamos fazer dinamizando as Unidades de Produção para o Autoconsumo e as Comunidades de Energia Renovável, o que o anterior governo não fez.

A utilização de grandes áreas agrícolas ou florestais para a colocação de centrais fotovoltaicas pode ser um crime ambiental, que vai destruir a biosfera das regiões afectadas.

A instalação de centrais fotovoltaicas em grandes áreas agrícolas ou florestais tem impactos ambientais negativos, que incluem:

- **Perda de Habitats:** A conversão de terras agrícolas ou florestais em áreas para produção de energia solar pode resultar na perda de habitats naturais, afectando a fauna e flora locais. Este impacto pode ser significativo em ecossistemas que já estão sob pressão devido a outras actividades humanas.
- **Fragmentação do Território:** A construção de grandes centrais pode levar à fragmentação do habitat, o que pode prejudicar a conectividade entre áreas naturais, dificultando a movimentação de espécies e contribuindo para o isolamento genético.
- **Erosão do Solo:** A instalação de infra-estruturas pode causar distúrbios no solo, aumentando o risco de erosão e degradação do solo, especialmente em áreas florestais ou de alto valor agrícola.
- **Alteração do Microclima:** Grandes áreas cobertas por painéis solares podem alterar o microclima local, afectando a temperatura do solo e a evapotranspiração, o que pode ter efeitos sobre a vegetação e a fauna.

3.7 Por outro lado, a Noruega adiou por dez anos os projectos de eólica marítima através de plataformas flutuantes devido à imaturidade da tecnologia.

Com os aumentos de custos dos materiais e a subida das taxas de juro, a eólica marítima deverá custar agora bem acima dos €160/MWh. Leilões para esta eólica neste momento apenas serviriam para escolher quem pediria tarifa subsidiada mais reduzida, mas bem acima desses €160/MWh.

3.8 Uma das inovações mais destacadas é o desenvolvimento do hidrogénio verde como vector energético. Este será utilizado para descarbonizar sectores como a indústria pesada e os transportes, que são difíceis de electrificar.

A saber ? Quem vai pagar os subsídios necessários ao preço do hidrogénio ?

De referir que os valores de produção do H₂ são elevadíssimos:

3.9 Sabendo que em Portugal 90% da eólica ainda tem FIT, cujo sobrecusto explica o actual disparo do custo das TAR, e que cerca de 90% da fotovoltaica está em mercado, o governo deveria: fazer um planeamento económico a sério da nova geração face aos consumos previsíveis (o tal Plano Energético de que falámos) ,antes de avançar com novas intermitentes; apoiar as intermitentes que estão em mercado nos investimentos em baterias e assim diminuir a sua intermitência e assegurar alguma controlabilidade sobre o agregado. Tal levaria a uma diminuição da intermitência do sistema, enquanto instalar novas potências intermitentes apenas vai agravar dramaticamente os problemas de intermitência no sistema!

De notar que o investimento em baterias colocadas junto das fontes renováveis minimiza de facto a sua intermitência e pode reduzir necessidades de investimento em redes, mas as baterias não são solução para transferências intersazonais e interanuais de energia.

3.10 Finalmente, verificamos com grande preocupação que o PNEC 2030 é omissivo relativamente ao incremento da utilização de excedentes de biomassa para a produção de energia e, muito em especial, de electricidade em Centrais a instalar em Concelhos de elevada densidade florestal .

Sendo as florestas em Portugal, essenciais como sumidouros de carbono, dando assim um contributo decisivo para que se possa alcançar o objectivo de emissões líquidas nulas em 2050, é fundamental promover a viabilização económica da recolha dos excedentes de biomassa nos terrenos rústicos, que de outra forma irão ajudar à propagação dos incêndios rurais .

Esta omissão é tanto mais incompreensível quanto, conforme já se sublinhou atrás, esta versão do PNEC 2030 se concentra na redução das emissões de CO₂, passando por cima de qualquer preocupação de viabilização económica das propostas apresentadas .

O aproveitamento dos excedentes de biomassa, desde logo promovendo a instalação de Parques de Recolha de Biomassa nos Concelhos rurais com mais elevada densidade florestal, é a melhor forma de promover um “ciclo virtuoso do carbono “, transformando ameaças em oportunidades, evitando tragédias como as que ocorreram em 2017 e contribuindo de forma decisiva para a Resiliência e a Coesão do conjunto do território português.

4. CONCLUSÕES

- 4.1** A revisão do PNEC 2030, agora em consulta pública, repete exatamente os mesmos erros da versão apresentada pelo governo anterior, agravando-os. Não é um verdadeiro Plano, com opções ponderadas e quantificadas, mas sim uma lista de intenções sem viabilidade de se concretizar;
- 4.2** Parte de um alinhamento acrítico com as diretivas da Comissão em aumentar, sem olhar às consequências no mercado e na competitividade da indústria e economias nacional e europeia, a parte das energias renováveis voláteis no *mix* energético, tendo como pressuposto que essa seria a melhor forma de reduzir as emissões de CO2 equivalente, e a dependência energética e tecnológica do exterior, o que é errado.
- 4.3** Nesse alinhamento inclui-se o absurdo de se penalizar uma economia que apenas contribui com 0,12 % das emissões a nível mundial, 1,51 % das emissões da UE, e esta apenas 7, 61 % do total mundial, quando a história recente nos mostra que este esforço inglório e suicidário, tem contribuído para a transferência de amplos sectores industriais para os países que mais emitem (a China e os Estados Unidos) sendo que a China domina hoje todas as tecnologias críticas e as cadeias de fornecimento dos materiais críticos dessas tecnologias. É tempo de parar com este absurdo e solicitar com urgência também a nível europeu a revisão desta política suicidária!
- 4.4** A mudança de ciclo político em Portugal deveria conduzir-nos a considerar que este rumo seria revertido. ,A mesma política é agora de novo proposta insistindo e agravando os erros anteriores.
- 4.5** Os aspectos da eficiência energética, onde uma jazida importante de melhoria continua a existir sem ser capturada, especialmente no sector público, são analisados em detalhe no texto deste parecer, assim como o impacto ambiental do modelo proposto.
- 4.6** Devia ser elaborado um verdadeiro Plano Energético Nacional,na linha do referido no ponto 1, que tivesse em conta de forma realista os consumos previstos,a bombagem e outras formas de acumulação de energia e as capacidades de exportação através das interligações.
- 4.7** Devia favorecer-se a expansão da fotovoltaica distribuída ,em detrimento da fotovoltaica concentrada, dinamizando as figuras das Unidades de Produção para o Autoconsumo (UPAC) e as Comunidades de Energia Renovável (CER).

4.8 Enquanto esse exercício do Plano Energético Nacional não estiver concluído, devia-se travar a expansão de novas potencias intermitentes concentradas, que agravam os problemas de intermitência, optando-se antes por apoiar as fotovoltaicas que estão em mercado no investimento em baterias, diminuindo assim os problemas de intermitência.

4.9 A **SEDES** apela ao governo e à sociedade em geral, para que se faça uma paragem e uma reflexão sobre este alinhamento acrítico com uma política que se tem demonstrado altamente penalizadora para o País e para a Europa, conduzindo aos custos mais elevados do Globo da energia no seu conjunto, a uma dependência crescente em termos tecnológicos e de recursos, sem qualquer contrapartida a benefício das populações que se é suposto servir.

Lisboa, 2 de Setembro de de 2024

Observatório da Indústria, Inovação e Energia da SEDES (OBSIIE)

LUIS MIRA AMARAL, Coordenador do OBSIIE

CLEMENTE PEDRO NUNES, Coordenador do Núcleo de Energia, Ambiente, Clima e Economia Circular do OBSIIE