

**Universidades Lusíada**

Amaral, Luís Fernando Mira, 1945-

**A crise energética europeia e o caso português**

<http://hdl.handle.net/11067/6923>

<https://doi.org/10.34628/f053-8q08>

**Metadados**

<b>Data de Publicação</b>	2022
<b>Palavras Chave</b>	Política energética - Portugal, Política energética - Países da União Europeia
<b>Tipo</b>	article
<b>Revisão de Pares</b>	Não
<b>Coleções</b>	[ULL-FCEE] LEE, n. 33 (2022)

Esta página foi gerada automaticamente em 2024-05-05T18:22:38Z com informação proveniente do Repositório

# A CRISE ENERGÉTICA EUROPEIA E O CASO PORTUGUÊS

## THE EUROPEAN ENERGY CRISIS AND THE PORTUGUESE ENERGY SYSTEM

**Luís Mira Amaral**

Engenheiro Eletrotécnico (IST)

Economista (MSc NOVASBE)

DOI: <https://doi.org/10.34628/f053-8q08>

Data de submissão / Submission date: 05/02/2023

Data de aprovação / Acceptance date: 29/03/2023



**Resumo:** Mesmo antes da invasão da Ucrânia já tínhamos aquilo a que chamo a 1ª crise energética em contexto de descarbonização devido ao subinvestimento nas energias fósseis e à grande procura de combustíveis fósseis associada à retoma das economias no pós-Covid. Os preços do petróleo, carvão e gás natural já estavam a crescer de forma expressiva.

A invasão da Ucrânia apenas veio exacerbar essa crise e mostrar a dramática dependência europeia e alemã do gás russo.

A Europa encetou então um caminho de diversificação energética da Rússia e de aumento da eficiência e da poupança energéticas. OS EUA passaram a ser os primeiros exportadores para a Europa de gás natural liquefeito (GNL).

Portugal precisa de voltar a ter planeamento energético, não se preocupando apenas com a redução do CO<sub>2</sub>, de saber o que fazer à elevada energia sobrança das energias renováveis intermitentes, eólica e solar, de garantir potência elétrica firme quando não há vento ou sol e conseguir no contexto ibérico o reforço das interligações elétricas e gasistas entre Espanha e França para acabar com a quase ilha energética ibérica em relação à Europa.

**Palavras-chave:** Crise energética; Diversificação; Planeamento.

**Abstract:** Before Ukraine invasion the world economy and namely Europe began to deal with the first energy crisis under the decarbonisation framework. Europe and USA underinvested in fossil fuels, oil, coal and natural gas, and with after-Covid strong economic recovery the world demand for fossil fuels increased dramatically creating a big shortage of fossil fuels supply. So the prices for coal, oil and natural gas increased dramatically.

The Ukraine invasion exacerbated this energy crisis and has shown the dramatic dependence from Russia of European energy system, namely the huge German dependence from Russia on natural gas.

Europe launched after the war an energy diversification strategy from Russia, namely in natural gas, and tried to increase either the energy efficiency or the energy savings. Under this diversification, US became the main liquefied natural gas (LNG) exporter for Europe.

Portugal needs to have again a true energy planning system, not taking into account only the CO<sub>2</sub> reduction, to deal with energy surplus of renewable sources, wind and solar, to have redundant power from classical power plants when wind doesn't blow and sun doesn't shine and to build, under the Iberian energy system, new electrical and natural gas connections between Spain and France to

address the Iberian energy autarcy towards Europe.

**Keywords:** Energetic crisis; Diversification; Planning.

## I. A primeira crise energética em contexto de descarbonização

Mesmo antes da chocante invasão da Ucrânia pelo Sr. Putin, já se sentia no Mundo uma crise energética, aquilo a que tenho chamado a primeira crise energética em contexto de descarbonização. Tal devia-se a um forte crescimento da procura por combustíveis fósseis, designadamente petróleo, carvão e gás natural (GN), na sequência da retoma económica pós-covid mas em nome da descarbonização tinham-se travado novos investimentos e novas produções de combustíveis fósseis criando uma tremenda pressão da procura sobre a oferta que tinha dificuldade em acomodar essa procura, levando ao disparo dos preços da energia nos mercados mundiais. Segundo o muito credível *Statistical Review of World Energy* da BP, o consumo mundial de energia primária aumentou em 2021 5.8 % em relação a 2020, atingindo mesmo um nível mais elevado do que se tinha verificado em 2019 antes da pandemia, sendo até o nível mais elevado de sempre. Este aumento da procura foi muito puxado pelas economias emergentes e as energias fósseis representaram mais de 82% do consumo de energia primária e mais de 61 % da produção de eletricidade no mundo.

Na realidade, a União Europeia (UE) e os EUA tinham desistido de investir nas energias fósseis e na energia nuclear, apostando tudo nas energias renováveis intermitentes, no hidrogénio e na rápida eletrificação do mundo com veículos elétricos a substituírem os veículos de combustão interna e a eletricidade e o hidrogénio a substituírem o GN nos consumos domésticos e industriais. Queria-se ao mesmo tempo abandonar o nuclear e as energias fósseis, como foi evidente na Alemanha. Nos EUA a Administração Biden ameaçava judicialmente executivos de empresas petrolíferas, enquanto que a UE vivia num doce casulo, querendo quase sózinha descarbonizar o mundo quando apenas emitia 8% do CO2 mundial! Apostava-se não numa transição energética, em que os combustíveis fósseis seriam gradual e paulatinamente substituídos mas em que as formas de energia incumbentes ajudavam a emergência das novas como tinha acontecido na passagem da madeira para o carvão, do carvão para o petróleo e deste para o gás natural e para o nuclear, mas sim numa disrupção energética em que dum momento para o outro se suprimiriam as formas de energia existentes. A UE queria ser líder dessa disrupção para o impacto neutro no clima e seu principal financiador. A propensão da militância climática para definir soluções “verdes”, na sua perspectiva “virtuosa”, excluindo todas as outras formas realistas e equilibradas de atingir objectivos ambientais e climáticos é verdadeiramente catastró-

fica. Rejeitam assim soluções que permitiam uma maior eficácia e uma melhor aceitação social, económica e financeira da dita transição energética, levando a perigosos impasses, como se está a ver agora.

Já em 21 de Abril de 2008 numa Conferência sobre Energia organizada pela Ordem dos Engenheiros, CIP, AIP e AEP eu antecipava: “No que toca às renováveis a sua volatilidade e intermitência não permitem infelizmente que elas se configurem como unica alternativa às fontes de energia que satisfazem a base do diagrama de carga das grandes economias industrializadas. O caso da Alemanha é paradigmático, pois tem-se empenhado nas renováveis, mas se quiser suprimir a via nuclear, aumentará a importância do carvão e do gás natural, ou seja mais CO2 e mais dependência da Rússia”

E a minha experiência de engenheiro de redes da EDP e de Professor de Produção e Transporte de Eletricidade no IST também me levou a prevêr que os nossos sistemas eléctricos com renováveis intermitentes iriam ficar cada vez mais dependentes das centrais de GN, com estas a servirem de pronto-socorro à intermitência das renováveis e a marcarem o preço da eletricidade, centrais marginais, nalgumas horas. No estado atual da tecnologia, estas renováveis precisam do *backup* de fontes que sejam despacháveis, quando não há sol nem vento,, tendo que se recorrer, como acontece na Alemanha, às centrais a carvão e a GN. Por outro lado, é irrealista dimensionar um parque de renováveis intermitentes para que a sua produção satisfaça completamente o consumo, porque as produções ocorrerão parcialmente a horas diferentes dos consumos, levando a problemas técnico-económicos ainda complicados de armazenagem dessa energia quando em excesso para a injectar depois na rede quando a produção renovável é inferior ao consumo.

A economia alemã vivia então num confortável modelo com três outsourcings: a Defesa aos EUA, a energia à Rússia e os componentes para a indústria à China! A brutal agressão do Sr. Putin à Ucrania põe em causa tudo isto, provoca um sismo na economia europeia e a UE vai ter que redefinir prioridades, reajustando o *Green Deal* e a transição energética.

Neste contexto, a estratégia alemã de transição energética, a famosa *ENERGIEWINDE*, começada há vinte anos, está agora num impasse total. Apesar dos 550 mil milhões de euros investidos nas renováveis intermitentes, eólica e solar (paranóia climático-ambiental), não se conseguiu reduzir os gases de efeito de estufa, e o CO2 e os preços da eletricidade dispararam. As renováveis intermitentes, que produzem ao ritmo da natureza e não dos nossos consumos como andamos há quinze anos a explicar, não conseguiram substituir o carvão e o nuclear que se queria abandonar, forçando a Alemanha a utilizar mais carvão (25% da produção de eletricidade neste momento) e GN, do qual 60% vem da Rússia! Ingenuidade estratégica que nós europeus estamos todos a pagar neste momento!

A Alemanha acabou na situação que antecipei em 2008 e levou a União Europeia, seguindo a estratégia alemã, para uma situação gravíssima na energia, dependendo em 57% do exterior para o seu aprovisionamento e com uma perigo-

sa dependência da Rússia, enquanto que os EUA são autosuficientes em termos energéticos e com uma energia bem mais barata do que a que utilizamos. Também não quisémos explorar o gás de xisto (*shale gas*) que havia no nosso subsolo, ao contrário dos EUA, e ainda há um ano a Comissão Europeia na sua taxonomia financeira, em dirigiste *mood* sintonizado com a religião climática, queria proibir o carvão, o GN e a energia nuclear, quando agora já recomenda que se utilize o carvão e o nuclear para reduzir a dependência do GN... Por outro lado, Biden, que fez tudo para travar novas explorações petrolíferas, anda agora a pedir aos países produtores de petróleo para aumentarem a produção.

A invasão da Ucrânia veio agora tornar evidente aos olhos do grande público tudo isto, exacerbando a crise energética que já se sentia antes dessa invasão.

Mas esta crise energética é muito mais profunda e mais global do que o choque petrolífero de 1973. Ela tem uma dimensão múltipla: gás natural mas também petróleo e carvão, eletricidade dependente das centrais de gás natural que atuam como centrais marginais e fixam o preço elevadíssimo da eletricidade nalgumas horas, segurança alimentar e altos preços dos alimentos que importamos.

No fundo, a UE foi vítima dum alarmismo climático com *roadmaps* de transição irrealistas e que, na tentativa do seu cumprimento, induziram outras terríveis ineficiências com os respectivos custos associados. Esse alarmismo descurou a segurança de abastecimento e a competitividade, arrastando a UE para uma perigosa dependência da Rússia e para a maior e mais dramática crise energética de sempre.

A UE importava da Rússia cerca de 33% no crude e derivados, 20% no carvão, 49% no GN e 16% no gás natural liquefeito (GNL). A Itália dependia em 43% do GN russo, enquanto que a Alemanha dependia em 60%, mas a economia italiana dependia mais do GN (43%) do que a economia alemã que apenas dependia do GN em 27%. A diversificação da Rússia é muito mais fácil no carvão, com grande diversificação geográfica a nível mundial, no petróleo e no GNL mas muito mais difícil no GN recebido da Rússia por gasoduto. No GNL os EUA aumentaram em 50% as exportações para a Europa, o que representa uma substituição de 10% do GN russo,

A Alemanha está agora a mudar drasticamente a sua *ENERGIEWENDE*, indo prolongar a vida dos três grupos nucleares que ainda não fecharam e das centrais a carvão, e construindo (finalmente!) terminais de gás natural liquefeito (GNL) na sua costa marítima para se aprovisionar de GNL do resto do mundo e fugir à dependência dos gasodutos pelos quais recebe o GN da Rússia. Já começou a fazê-lo com terminais flutuantes, os chamados *FSRU-Floating Storage and Regasification Units*

Em síntese, em vez duma transição energética, quis-se fazer uma disrupção acabando abruptamente com as formas clássicas e incumbentes de energia. E depois da dependência da Rússia na energia, acabaremos dependentes da China na produção industrial das tecnologias da descarbonização! A produção de painéis fotovoltaicos já migrou para a China, os produtores ocidentais e europeus de ge-



radores eólicos (designadamente GE, VESTAS e SIEMENS GAMESA) estão com dificuldades económicas, sujeitos a um tremendo aumento de custo das matérias primas, a cadeias de abastecimento que não dominam e a uma concorrência chinesa cada vez mais intensa, e os materiais para a produção de baterias bem como a respectiva cadeia de valor até à produção de baterias já são controlados pela China.

## II. A nossa proposta para uma estratégia europeia de diversificação energética

Manter e reabrir centrais a carvão, manter o nuclear nos países que têm esta energia, diversificar para GNL, acelerar a eficiência energética, instalar bombas de calor (o inverso dos sistemas de ar condicionado) para reduzir a dependência do GN no aquecimento doméstico, reforçar stocks de GN, e travar as compras de energia à Rússia financiadoras da guerra deverão ser, em nossa opinião, prioridades europeias neste momento.

Em nossa opinião, o novo desenho geoestratégico e a desconfiança que perdurará após a atuação da Rússia, obriga a UE a iniciar urgentemente uma estratégia energética europeia comum, com uma diversificação das fontes de energia e uma redução da dependência em relação à Rússia assente nos seguintes vetores:

1. Manutenção nuns casos e reactivação das centrais a carvão noutros casos, como diversificação face às centrais a GN, em termos de backup térmico em relação às renováveis intermitentes quer em potência firme quer em energia;
2. Manutenção da aposta na energia nuclear, como os franceses e os finlandeses estão a fazer. Haverá novos e promissores desenvolvimentos na tecnologia nuclear, quer com as centrais de 4ª geração que permitirão a utilização na reação nuclear dos resíduos radioativos das atuais centrais,, quer com os pequenos reatores nucleares de 350 MW, os chamados *Small Modular Reactors (SMR)*;
3. O recurso à biomassa (infelizmente esquecida em Portugal) para a produção de eletricidade, como os finlandeses estão a fazer, assegurando no caso finlandês um mix com biomassa e nuclear menos volátil e mais estável que o *mix* com renováveis e GN.
4. Construção de terminais de GNL nas costas marítimas do Norte da Europa, designadamente da Alemanha, com vista ao reforço do aprovisionamento europeu em GNL e redução da dependência do fornecimento de GN da Rússia através dos gasodutos;
5. Reforço entre Espanha e França quer das interligações gasistas, com vista a colocar os terminais ibéricos de GNL no mercado europeu de GN, quer das interligações elétricas com vista a reduzir o efeito de ilha elétrica que tem sido a Península Ibérica em relação à Europa permitindo no espaço

- européu otimizar a utilização de excedentes em relação aos consumos produzidos pelas renováveis intermitentes;
6. Definição de uma política europeia comum para compra de GNL e GN (à semelhança do que foi feito para as vacinas COVID19);
  7. Definição de metas comuns a todos os países europeus no que diz respeito ao armazenamento de GN;
  8. Uma vez que as interligações funcionem corretamente na Europa, os mercados grossistas de gás e de eletricidade, devem ter regras comuns em toda a UE, para que possamos ambicionar ter um preço de energia o mais próximo possível nos diferentes países europeus. Numa zona comum com um espaço económico integrado que permite liberdade de pessoas, bens, serviços e capitais, a energia não deve ser um elemento restritivo ao projeto europeu;
  9. Novo impulso às políticas que promovam o aumento da eficiência energética no espaço europeu, por exemplo com medidas que acelerem a substituição do aquecimento a GN por bombas de calor.

### III. Futuros desenvolvimentos

Seriam necessários novos investimentos no petróleo e nas capacidades de refinação e também no carvão, gás natural e centrais nucleares mas tudo isso exigiria contratos de longo prazo, não estando os investidores dispostos a fazer investimentos quando o ambiente político e regulatório é contra tais investimentos. Caso curioso é neste momento o da indústria petrolífera com margens espectaculares devido aos preços agora praticados mas que não irá certamente fazer novos investimentos pelas razões referidas.

Países como a França e o Reino Unido vão relançar o nuclear enquanto que na Finlândia, que acabou de pôr em funcionamento novos grupos nucleares, essa forma de energia parece ser consensual mesmo entre os Verdes finlandeses.

O GN é uma forma de energia imprescindível no cenário da transição energética, implicando a diversificação da Rússia a passagem do aprovisionamento por gasoduto para o GNL. e procuram-se formas de produção com tecnologias de captura e sequestro do CO<sub>2</sub> (CCS). O mesmo se irá passar com centrais a GN para produção de eletricidade que serão centrais de ciclo combinado descarbonizadas com CCS ou recorrendo a uma nova tecnologia em desenvolvimento e alternativa aos ciclos combinados: o ciclo de Allam.

No que toca ao hidrogénio, o *REpowerEU* diz que o hidrogénio eletrolítico verde (obtido por eletrólise da água através de fontes renováveis) será fundamental para substituir o GN. Mas tal não acontecerá no curto-prazo pois as capacidades de produção são ainda pequenas e os custos de produção elevados e assim esse hidrogénio verde não será neste momento um maneira de diversificar do GN russo e garantir a segurança de abastecimento.

Os que professam o fundamentalismo climático querem naturalmente opor-se a investimentos nas formas incumbentes de energia, pois dizem que isso iria manter e perdurar o velho modelo energético que seria urgente mudar em nome da putativa emergência climática. Mas o que é facto é que tal visão porá em conflito os objetivos climáticos com os da segurança de abastecimento energético das nossas economias. O racionamento energético é pois um cenário a ter em conta....

No que toca ao armazenamento de energia, crucial para aumentar a penetração de renováveis nos sistemas elétricos como explicado, além das formas já conhecidas das baterias (uteis para o ciclo diário) e do armazenamento mecânico em centrais hidroelétricas de bombagem, utilizado no nosso país, perspectivam-se novas formas de armazenamento de longa duração, como o armazenamento térmico e o químico (hidrogénio e amoníaco), ainda em fases experimentais e levantando duvidas do ponto de vista técnico-económico.

Nos transportes, além dos veículos elétricos, seja com baterias (*BEV-Battery Electric Vehicles*) seja com pilha de combustíveis, vulgo veículo a hidrogénio (*FCEV-Fuel Cell Electric Vehicles*), perspectiva-se a utilização direta do hidrogénio nos motores de combustão (*H2 ICE-H2 Internal Combustion Engines*) e a utilização de combustíveis de baixo conteúdo carbónico e dos combustíveis sintéticos (*e-fuels*) também nos motores de combustão. Estas duas tecnologias serão essenciais para uma descarbonização, preservando os motores de combustão, pois parece-nos totalmente irrealista a supressão em 2035 da venda de veículos com motores de combustão com a total dependência a partir daí dos veículos elétricos

#### **IV. REpowerEU (Comunicação REPowerEU):Um plano para reduzir rapidamente a dependência dos combustíveis fósseis russos e acelerar a transição ecológica**

Neste contexto, a Comissão Europeia apresentou o seu plano, o *REPowerEU*, para fazer face a esta dramática situação.

Como seria de esperar, o plano tem um conjunto de eixos que fazem sentido mas mantém o politicamente correcto alinhado com o alarmismo climático em que temos vivido, havendo um delicioso comentário do ex-Primeiro-Ministro italiano Mario Dragui que resume bem a situação:“as renováveis são essenciais mas não resolvem o problema”...

Também numa recente cimeira do G7, os nossos líderes ocidentais no comunicado final continuaram em pleno reino da fantasia e do politicamente correcto, limitando-se ao “compromisso de eliminar gradualmente a nossa dependência da energia russa, sem comprometer os nossos objetivos climáticos e ambientais”

##### **O REPowerEU assenta nos seguintes eixos:**

- **Economizar energia**, com um aumento vinculativo das metas de eficiência energética de 9% para 13%;

- **Diversificar o aprovisionamento e apoiar os parceiros internacionais**, no qual se prevê um “mecanismo de aquisição conjunta” para negociar e comprar GN em nome dos Estados-Membros;
- **Acelerar a implantação das energias renováveis**, aumentando a meta prevista para 2030 de 40% em energias renováveis, previstos no pacote Objectivo 55, para 45%. É a grande fuga para a frente com as renováveis e a produção de hidrogénio verde...;
- **Reduzir o consumo de combustíveis fósseis na indústria e transportes**, substituindo o petróleo, o carvão e o GN na indústria, através da eletrificação e do hidrogénio verde e da aceleração para veículos com emissões nulas nos transportes.

A Comissão Europeia propõe-se fazer isto através do que chama Investimento Inteligente (politicamente correcto, acrescentamos nós...), com uma mobilização adicional de recursos da ordem dos 210 mil milhões de euros até 2017 assegurados pelos setores público e privado a nível nacional, transfronteiriço e da UE, que se somam aos neste momento já disponíveis empréstimos de 225 mil milhões de euros do Mecanismo de Recuperação e Resiliência (MRR) para apoiar o *REPowerEU*. A Comissão prevê aumentar este mecanismo do MRR em 20 mil milhões de euros para subvenções, provenientes da venda em leilão de licenças do sistema de comércio de licenças de emissão da UE (CELE).

Ainda haverá possibilidade de disponibilizar um montante adicional de 26900 milhões de euros dos fundos de coesão e de 7500 milhões de euros da política agrícola comum, por via de transferências voluntárias para o MRR.

## V. Política energética no caso português

Começamos por uma breve descrição do nosso sistema elétrico, com renováveis intermitentes, centrais hidroelétricas, centrais térmicas e interligações com Espanha.

A energia hidroelétrica tem uma grande variabilidade de produção de ano para ano, com a alternância entre anos húmidos e secos, mas durante o dia não tem a variabilidade dramática das eólicas ou fotovoltaicas. Estas têm em termos anuais grande estabilidade, no total de produção de energia, mas em contrapartida grande e dramática variabilidade e intermitência ao minuto no dia a dia, podendo estas centrais renováveis variáveis ter enormes flutuações de produção horária no sistema, o que implica que nada se poupe em centrais controláveis e capazes de fazer o *backup* da carga de consumo, pois há que manter centrais de reserva para entrarem em funcionamento quando não há vento ou sol. Em ambas as tecnologias há uma grande desadaptação entre os perfis de produção e da carga de consumo, mais grave no que toca à energia solar, a qual à hora de jantar, em que sobe o consumo, desaparece o sol.

Neste contexto, as eólicas e solares:

- Muito pouco contribuem com potência estatisticamente firme para assegurar a ponta anual de carga, pelo que o *backup* terá de ser assegurado por outras tecnologias, designadamente térmicas e hidricas, acontecendo que num ano seco, temos obviamente que contar ainda mais com as térmicas. E sublinhar que nessas condições poderemos não contar com o apoio da rede espanhola através das interligações, pois os espanhóis têm o mesmo regime hidrológico (e em França também podem ocorrer períodos difíceis, principalmente nos invernos mais frios e de maior aumento de consumo).
- São criadoras de excedentes, tanto maiores quanto maior for o aumento da sua penetração, com valores da potência instalada acima do total da carga de consumo em horas de vazio mais a capacidade de exportação, limitada pela capacidade das interligações com Espanha, mais a carga adicional de consumo ligada à capacidade de armazenagem disponível (bombagem, baterias ou ainda, no futuro, consumo flexível para fabrico de hidrogénio eletrolítico). Tal poderá obrigar a cortes físicos de produção, pois em cada momento é preciso assegurar equilíbrio entre produção e consumo (o que levanta o problema de quem assume essa perda, não devendo, de modo algum, ser o consumidor).
- A criação de excedentes e o seu aproveitamento induz a necessidade de complementos de armazenagem de longo prazo (mais um custo de investimento e de operação no sistema, mas que não cria energia nova, nomeadamente na armazenagem pura, como é o caso dos reforços recentes em bombagem), para efetuar transferências de energia entre estações do ano e entre diferentes anos, o que tem sido feito tradicionalmente pelas albufeiras do sistema hidroelétrico (gestão do ciclo de armazenagem e desarmazenagem de água afluente) e pela capacidade das centrais hidroelétricas de albufeira equipadas com bombagem (com o custo de aquisição de energia para a fase de “carga” e perdas no ciclo de “carga” – “descarga”); as baterias, são úteis para nos ciclos diários poderem acumular excessos de energia das eólicas e solares, mas incomportáveis para os volumes que seriam indispensáveis para as regularizações inter e intra-anuais.

Portugal tem sido avesso a fazer contas sobre as implicações a prazo das políticas que adopta. Apesar de dispor, à partida, de uma razoável quota de produção renovável (sistema hidroelétrico), assumiu voluntariamente as políticas da UE de promoção e subsidiação das renováveis intermitentes em fase muito inicial. Os consumidores portugueses já pagaram mais de 22 mil milhões de euros de sobrecustos em relação aos preços de mercado devidos à produção de eletricidade por fontes renováveis intermitentes (quase 4 anos do custo total da eletricidade para o consumidor final), que inclui um sistema perverso de atri-

buição dum regime contratual designado por *FIT – Feed In Tariffs* (Produção em Regime Especial-PRE) a quantidades maciças de potências elétricas intermitentes, regime esse que, além de conceder sempre aos respetivos beneficiários um preço garantido, dá-lhes também prioridade no acesso à rede para venderem a produção, precisemos ou não dela. A subsídição em Portugal nesse regime de *FITs*, das energias eólica e fotovoltaica ainda em fase cara de investimento, por imaturidade tecnológica, atribuindo nessas *FITs* de atribuição administrativa um preço bem superior ao custo da energia que substituíam, atingiu, pois, um grande e dramático peso na fatura da eletricidade! A energia eólica contribuiu com cerca de 11 milhões de euros para esse sobrecusto.

Este enorme erro tornou-se ainda mais tóxico porque promoveu a introdução de tecnologias ainda imaturas, como as eólicas em grande escala e a solar fotovoltaica em menor escala, embora em quantidades muito superiores do que o aconselhável para instalações piloto ainda na altura em fase de desenvolvimento tecnológico. Hoje os custos da produção eólica desceram 60% e da fotovoltaica vinte vezes, o que mostra o aventureirismo na pressa de as introduzir, quando agora seria a melhor altura para esta aposta em quantidade, como outros países estão a fazer.

A política energética só contribui para o crescimento, se houver redução dos custos de produção, substituindo fontes mais caras por outras mais baratas, ou dos custos de utilização da energia, como é o caso dos projetos de eficiência energética.

A introdução de fontes de energia mais caras, que venham a substituir as mais baratas, poderá reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, mas representa um sacrifício para o nosso rendimento e para a nossa competitividade, afetando as exportações e o emprego, com compensação pouco relevante dada pelo fabrico nacional sob licença destes equipamentos. Na prática, trata-se dum subsídio nosso aos países mais poluidores ou como dizia o engenheiro-economista francês Jean Tirole, Prémio Nobel da Economia, no seu recente livro “A Economia do Bem Comum”, nós pagamos o bilhete e levamos na carruagem passageiros que não pagam o bilhete (*free riders*)!

Nós já temos neste momento uma capacidade instalada, incluindo as renováveis intermitentes, de cerca de 20 GW (já considerando o fecho das centrais a carvão) para uma ponta de consumo de 9 GW durante o dia e de 5 GW durante a noite e uma ponta de consumo aos fins de semana e feriados de apenas 4 GW. O governo fala agora em mais 8 GW de potência solar fotovoltaica e mais 10 GW de potência eólica marítima (*offshore*)!

Quando houver sol e vento teremos então em certas horas uma energia claramente excedentária em relação ao consumo, e isto não contando com o facto de poder haver ainda maior atravancamento simultâneo, por centrais hidroelétricas que poderão ter de estar a turbinar água, doutro modo perdida, e também a produzir eletricidade! Em suma, se tivermos em simultâneo sol, vento e água muita energia sobrando iremos ter!

Tudo isto num contexto em que a procura de eletricidade fornecida pela rede não vai aumentar compensadoramente, devido aos investimentos na eficiência energética e em painéis fotovoltaicos para produzir para o autoconsumo (a prazo espera-se algum crescimento adicional por substituição doutras fontes energéticas, como é o caso dos veculos elétricos a bateria (*BEV-Battery Electric Vehicles*), mas muito longe de valores equivalentes).

Como chama a atenção o eng. Allen Lima no seu artigo “Políticas de energia & clima e perspectivas para o sistema eléctrico nacional em 2030 e 2040”, os estudos TYNDP 2020 da ENTSO-E, associação de que a REN é membro, mostram no horizonte de 2030 a 2040 uma exagerada opção nacional por produção fotovoltaica (e ainda não entram em conta com os 10 GW de eólica offshore), gerando a certas horas do dia grandes excedentes de produção, sem pesar as suas consequências em custos para o utilizador. Nesta análise, para Portugal basta a expansão prevista até 2025, mesmo sem expansão posterior até 2040 da rede de transporte e interligação, para termos em 2040:

- Volume anual de corte de excedentes recorde (cerca de 35% do consumo nacional, bem acima da Espanha e muito acima da França);
- Valor baixo de custo marginal médio anual (menos de metade da Espanha e da França), o que tornaria o país um exportador sistemático. Esse nível de exportador sistemático para o centro da Europa estará, naturalmente, dependente do reforço das interligações elétricas entre a França e a Península Ibérica projeto ainda em fase de concretização.

Tudo isto revela uma exagerada opção por produção fotovoltaica e eólica e aquele custo marginal reduzido sobretudo da nova fotovoltaica (representativo do custo variável da tecnologia marginal ou de fecho no mercado à vista) é enganador pois é preciso depois avaliar completamente os custos totais de produção, pois alguém vai ter de pagar os custos fixos que o mercado *spot* não remunera e os custos de integração das renováveis intermitentes (os custos operacionais-OPEX- e de capital-CAPEX-dos *backups* da carga de consumo feitos por centrais que actuam como pronto-socorro à intermitência das eolicas e solares quando não haja nem vento nem sol)

Neste contexto e a título de exemplo, levantam-se as seguintes questões em que importaria fazer contas: reduzir o corte de excedentes renováveis anuais paga /compensa o sobrecusto que teremos no mercado português ao tornarmos o país sistematicamente exportador para despachar excedentes de energia intermitente? E quem suporta as perdas económicas por cortes dos excedentes? E como se repartem os custos fixos de produção, que o mercado *spot* com a sua lógica marginalista não garante a recuperação nos casos de exportação sistemática? Até agora, os países importadores não têm suportado os custos fixos da produção exportada, a qual é suportada pelos exportadores, ou seja, os mecanismos *export/import* fazem-se geralmente na lógica marginalista dos custos variáveis.

Em termos da programação temporal do nosso sistema elétrico nos próximos 20 anos, é fundamental ter em atenção que as *FITs* atribuídas a cerca de 900 MW de potências fotovoltaicas a valores incrivelmente elevados (em média cerca de 280 Euros/MWh ) vão vigorar até 2028, enquanto que uma grande parte das *FITs* concedidas a cerca de 5. 500 MW potências eólicas vão vigorar até 2032, com continuada consequência sobre os custos do Sistema Elétrico Nacional. Por outro lado não foram tidos em conta outros custos assumidos, uma vez que estes investimentos fomentados pelo Estado não foram coordenado com aumentos equivalentes de consumo, nem com outros contratos a que se comprometeu (CAEs e CMECs), esquecendo os sobrecustos por subutilização das tecnologias térmicas que, afinal, eram o objeto de substituição pelas novas tecnologias!

Importa então no sistema elétrico nacional desenvolver as seguintes linhas de actuação:

1. Voltar a ter um sistema de planeamento indicativo para a produção de eletricidade, em que se deve otimizar a afetação de recursos, formalizado pela minimização dos custos para a economia, sujeita à restrição das emissões pré-definidas.

Há obrigações de discussão pública do planeamento para as redes de transporte e distribuição de eletricidade e de gás natural, mas tal acabou na produção de eletricidade pois esqueceram o sistema de planeamento dos centros electroprodutores que eu tinha previsto como Ministro da Industria e Energia! Agora a unica preocupação é a redução do CO2, sem optimizarem a afetação dos recursos de produção com a consequente redução dos seus custos.

A REN e a DGEG publicam regularmente e de forma unidirecional o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, o qual é importante, mas é omissos no que toca à avaliação de custos para os consumidores finais e ainda de benefícios/custos das diversas alternativas em jogo na política de energia e clima, como ainda de avaliações integradas e multisectoriais. Os nossos governos apenas se têm preocupado com as metas de redução de CO2, querendo até ultrapassar metas comunitárias, não calculando os custos económicos e os resultados estiveram à vista em termos de sobrecustos dramáticos para a nossa economia, empresas e famílias!

2. Desenhar um novo Sistema Elétrico que não esteja assente nas *FITs*, com um mercado de energia destinado a fornecer a eletricidade, utilizando o planeamento indicativo atrás referido, e um mercado de capacidade para os *backups*. As renováveis intermitentes poderão ser seleccionadas por concursos para vários regimes: entrada em mercado, assegurando os promotores contratos de médio-longo prazo com consumidores ou comercializadores (PPAs) para cobertura dos custos fixos que a lógica marginalista do mercado *spot não garante remunerar; contratos às diferenças (CFDs)*; subsídio ao investimento para socializar valor atual do CO2 evitado (usado nos EUA).



3. Negociar os *backups* necessários às renováveis intermitentes, o chamado mercado de capacidade que fornece a potência firme quando não há vento ou sol. Há estudos internacionais que mostram que a continuação do uso de centrais térmicas clássicas com captura de CO2 e moderação da penetração das renováveis intermitentes pode vir a ser a solução mais económica. Neste contexto, o GN poderá ser uma energia vital nesta fase de transição, pelo que é inteiramente precipitado querer suprimi-lo da nossa matriz energética, antes de países como a Alemanha o fazerem!

4. Apoiar as comunidades energéticas e a produção descentralizada de energia elétrica, designadamente a produção para consumo próprio, estimulando a emergência dos *prosumers* e os fluxos bidirecionais de informação e energia entre a rede e os consumidores. A velocidade de implementação desta ação deve ser conjugada com o planeamento indicativo da produção elétrica para injetar na rede, pois tal movimento tira obviamente consumos à rede e pode também ter sobrecustos diretos (subsídio acima do custo de substituição) e indiretos (por assimetria de custos médios sobre os consumidores que não optem por esta facilidade).

5. Incentivar a biomassa florestal que tem sido um parente pobre e esquecido das energias renováveis, construindo uma rede de pequenas centrais dedicadas de produção de eletricidade alimentadas pelos resíduos florestais, o que terá também óbvias externalidades positivas na minimização da propagação dos fogos florestais. Por outro lado, as centrais a biomassa são despacháveis no sentido em que se pode produzir de acordo com as necessidades, e não ao ritmo da natureza como nas eólicas e solares, podendo assim garantir alguma potência firme de origem renovável.

6. Na Comercialização continuamos quase num regime oligopólio no setor elétrico, com base nas quatro empresas tradicionais da Península Ibérica, algumas no passado detidas por acionistas estatais, as quais detêm mais de 90% da quota de mercado, importando estimular o aprofundamento da liberalização deste mercado, quer no setor elétrico quer no gás natural. Importa também cumprir a diretiva europeia que define as linhas de atuação do comercializador de último recurso (CUR) no mercado regulado. O CUR, como o próprio nome indica, deve estar apenas acessível para aqueles (doméstico e empresas) que não têm capacidade de contratação no mercado liberalizado. Temos vindo a adiar ano após ano a limitação real da sua atividade, e inclusive fruto de uma alteração legislativa de 2017, voltámos atrás neste processo quando permitimos a reentrada de novos clientes no CUR, o que se compreende conjuntamente no contexto de emergência energética em que temos vivido

7. Aprofundar os Mercados de produtos de cobertura de riscos (*hedging*), que continuam sem grande liquidez e expressividade no médio e longo prazo.

8. Adaptação e representatividade dos Mercados de Energia na Península Ibérica. O MIBEL, nomeadamente nas suas 3 vertentes principais: Mercado à vista ou *Spot*, Mercado de Derivados organizado e *over the counter* e Mercado de

Serviços de Sistemas, está balizado por regras e princípios desenvolvidos num período onde as energias renováveis não tinham significado. É preciso desenvolver e adaptar os mercados para a integração de tecnologias que por si só apresentam maior variabilidade de produção (como é o caso previsto da passagem para módulos de ¼ de hora de programação das ofertas, em vez de 1 hora, de maior integração dos Mercados nacionais de Serviços de Sistema, etc. ).

9. Reforço das interligações elétricas entre a França e a Península Ibérica, limite ainda não esgotado por justificação de benefício económico para a sociedade, que permitam *à priori* aprofundar a arbitragem permanente dos preços do MWh nos dois lados dos Pirinéus, permitindo que todos os consumidores possam beneficiar em cada dia das alternativas mais baratas em cada momento. Em teoria, também permitiria valorizar melhor os elevados excedentes de electricidade que a intermitência das potências eólicas e fotovoltaicas por vezes proporciona (integração “horizontal”, versus integração “vertical” via aumento da capacidade de armazenagem). No entanto esse aparente benefício teria de ser cotejado com alternativas para o custo total para o consumidor nacional (por exemplo, qual o nível de corte de excedentes economicamente mais vantajoso?) e também sobre o aumento desse custo total que a exportação sistemática de electricidade a partir de Portugal acarretaria, pelo que o reforço das interligações não deve servir de argumento para o sobredimensionamento de capacidades de produção, designadamente fotovoltaica e eólica, atrás referido.

10. Armazenamento como *game changer*: o armazenamento será a resposta para muitas das ineficiências económicas, financeiras ou técnicas que as energias renováveis intermitentes introduzem no sistema, também por aqui, o ritmo deve ser o correto de forma a permitir o seu desenvolvimento. Este armazenamento de electricidade pode ser equiparado ao investimento numa térmica equivalente, pois garante um certo *backup* da carga de consumo e tem um custo variável equivalente ao da compra de electricidade na fase de “carga” (a eficiência do ciclo depende da tecnologia, o que obriga a que o preço de venda na fase de “descarga” seja suficientemente superior ao de compra para a respetiva compensação). Ora, para resolver este problema, principalmente para os ciclos de armazenagem intra e interanual apareceu a ideia da armazenagem de energia em hidrogénio, produzido pela via eletrolítico por uso de excedentes renováveis e produção dedicada destas tecnologias. Entrou-se na esperança do Power to X, voltando a dispor-se da possibilidade de produção de apoio térmico, mas descarbonizada (contudo, será sempre recomendável avaliar a tecnologia concorrente de sequestro e armazenamento de CO<sub>2</sub> em produção convencional a gás natural).

11. Mudar os sistemas de iluminação pública para LEDs.

E em termos mais gerais, importa ainda:

1. Reduzir o consumo de energias fósseis nos transportes através da ferrovia e do crescimento dos transportes coletivos de qualidade;

2. Reforçar o isolamento dos edifícios no contexto da eficiência energética;
3. Apostar na manutenção e optimização dos sistemas de abastecimento de água para evitar o desperdício existente, o que terá implicações no consumo de eletricidade de tais sistemas;
4. Continuar a utilização do gás natural por mais uns anos e até a tecnologia ter alternativas credíveis, tanto do ponto de vista tecnológico como económico.