



**SEDES**

50 ANOS A PENSAR PORTUGAL

# POSITION PAPER

#9/24

FUNCIONAMENTO DOS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DAS INTERLIGAÇÕES

**JOSÉ ALBERTO ALLEN LIMA**

OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA, INOVAÇÃO E ENERGIA DA SEDES

### **Objetivo e Responsabilidade:**

Os Position Papers da SEDES destinam-se a apresentar uma opinião fundamentada sobre um tema de desenvolvimento económico e social, em termos consentâneos com os objetivos estatutários da Associação. Os Position Papers assumem igualmente a natureza de *working papers*, isto é, não devem ser considerados produção científica acabada, mas sim textos em progresso suscetíveis de aprofundamento. A autoria pode ser coletiva ou individual, podendo parte ou a totalidade do documento ser usado em outras publicações.

Embora sujeitos a critérios editoriais, que designadamente validam a consonância do documento com os fins dos Position Papers da SEDES, a posição expressa é da exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

# FUNCIONAMENTO DOS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DAS INTERLIGAÇÕES

## Sumário

Não se procura fazer aqui uma avaliação exaustiva da política nacional de energia e clima, nem tão pouco desenvolver um plano para a sua evolução futura. Contudo, é útil perceber os desenvolvimentos desde a entrada em vigor da primeira Diretiva sobre o Mercado Interno de Eletricidade, que faz 25 anos, e os aspetos essenciais do setor no presente. Essa Diretiva lançou a concorrência na produção, transfronteiriça (Portugal motivou Diretiva anterior sobre trânsito de eletricidade entre grandes redes) e na comercialização ao retalho. Mas as políticas de energia e clima, com o patrocínio de investimento na fase cara de desenvolvimento da nova tecnologia renovável - eólicas e fotovoltaicas -, com tarifas de compra administrativas e generosas, e não por custos evitados, introduziu os governos como “concorrentes” de peso. Quem não se apercebeu disso a tempo e se ficou pela produção ordinária acabou a registar enormes imparidades (excepto aqueles que tinham CAE - Contratos de Aquisição de Energia ou outros que pagavam os custos fixos). Agora, atribuições equivalentes têm de ser feitas por concurso e recentemente foi estabelecido um quadro de medidas para reforçar o ecossistema europeu de fabrico de produtos com tecnologia de impacto zero (Regulamento Indústria de Impacto Zero).

Com o sistema elétrico a ser dominado pela descarbonização e investimento em tecnologias renováveis, algumas agora já de custo nivelado vantajoso, nomeadamente a fotovoltaica, mas outras em fase precoce e de subsidiação (eólica *offshore* flutuante, baterias, hidrogénio verde), deveria voltar a existir planeamento centralizado e multissetorial para valorização económica de alternativas e redução dos custos fixos e variáveis para o consumidor final, pelo menos indicativo, coisa que o Plano Nacional de Energia e Clima não cumpre. Também a falha dos mercados a prazo para possibilitar contratos para além de 3 anos, em liquidez e profundidade aceitável, relevantes para o *hedging* de novos investimentos em produção, pode justificar a ponderação sobre o regresso ao modelo coordenado com o planeamento de concorrência ex ante - *single buyer* -, de leilões para contratação a prazo, em que Portugal foi percussor – legislação da dupla Eng. Mira Amaral (Ministro da Indústria e Energia) e Dr. Filipe Pereira (Secretário de Estado da Energia) -, o que reduz o custo de capital exigível e, portanto, o custo fixo que é dominante nestas tecnologias. Outro ponto relevante resulta das eólicas quase nada assegurarem em potência firme para a ponta noturna anual de consumo e zero no caso das fotovoltaicas, o que lhes dá uma valia desprezável por custo evitado nesta contribuição e exige manter *backup* da carga de consumo por outras tecnologias controláveis. Assim e por terem custo variável nulo ou desprezável, conquistam uma prioridade natural de uso, tal como a hídrica com pouca capacidade de armazenagem, e a sua valia resulta apenas dos custos variáveis evitados. Deverá competir ao planeamento avaliar se o sistema é capaz de satisfazer autonomamente o consumo com uma fiabilidade aceitável. Em Portugal é feito pela DGEG – REN, sem ligação ao Plano Nacional de Energia e Clima, e sabe-se que se não houvesse a extensão este ano da contratação da Central da Tapada do Outeiro, tal colocaria a satisfação dos consumos em risco. Adicionalmente será preciso ver se a criação de excedentes renováveis, em alturas de baixo consumo, tem colocação económica aceitável por exportação, por armazenagem ou uso em consumo industrial flexível.

Na realidade, na otimização económica de curto prazo da produção apenas interessa minimizar os custos variáveis, pois para os fixos já incorridos – custos afundados - nada há a fazer. Mas obviamente que esses custos fixos, se bem que irrelevantes para essa otimização de curto prazo, têm de ser pagos pelo sistema ou então ninguém está disponível para investir. O antigo despacho centralizado foi substituído pelo mercado à vista

marginalista – concorrência entre tecnologias, coisa pouco percebida, na base do custo variável, e não propriamente entre empresas – e o seu acoplamento em toda a EU maximizou o uso otimizado das capacidades de interligação. Os preços marginais em cada hora são reveladores da situação de cada sistema, com preços nulos ou mesmo negativos em alturas de abundância de excedentes renováveis, e preços elevados quando a produção térmica, ou hídrica de albufeira que as evite e se valoriza por esse custo de oportunidade, entram em serviço. A simulação em computador permite prever a evolução a prazo dos preços marginais e descobrir que: o aumento da penetração renovável reduz o preço médio anual – canibalização –, o que faz os investidores nestas tecnologias fugirem da remuneração por esta via e preferir contratações a prazo; a dificuldade e incerteza da tecnologia térmica marginal, indispensável para *backup*, capturar mais do que o seu custo variável – *missing money* –, justifica pagamento de um “prémio de seguro” por meio de um mercado de capacidade pan-europeu.

Em vez da produção se adaptar ao perfil do consumo entrou-se na fase em que se pede flexibilidade ao consumo para se adaptar à intermitência das renováveis. A reação ao preço por posto horário tarifário bem calibrado é a boa solução e medidas adicionais, como o falhado leilão nacional de Banda de Reserva de Regulação para consumos industriais, podem não ser eficazes. A produção ordinária continua a ser o garante da flexibilidade global e de “pronto-socorro” pela via do mercado de serviços de sistema. Alguns acham que as renováveis e baterias podem ter ganhos adicionais nesse pequeno mercado, mas a necessidade resulta mais da cada vez maior substituição da geração síncrona por renováveis e baterias, o que vai obrigar a adaptação dos seus sistemas eletrónicos de interface para fornecerem serviços equivalentes.

As interligações continuam a ser um instrumento político de aproximação entre os povos, para além da sua utilização comercial. O país que importa poupa sempre, ou porque substitui produção mais cara (caso de 2023), ou porque evita programar cortes de consumo (caso de 2022, ano seco, fecho precoce e aventureiro das centrais a carvão, projeto Iberdrola do Tâmega ainda em construção). Mas é evidente que a capacidade térmica instalada a nível nacional, que fica por ser utilizada nesta optimização de curto prazo que leva a preferir importar em vez de produzir, tem custos fixos e esses ficam ainda com maior dificuldade de recuperação – risco do produtor –, salvo a Tapada do Outeiro, enquanto protegida pelo CAE ou agora por outra forma de contratação. Em 2023 confirma-se que as elevadas importações (saldo importador de 20% do consumo) deram uma poupança estimada de 123 milhões €. Tudo indica que a produção térmica marginal nacional, que ficou com baixo fator de utilização (24%, mesmo assim acima dos 17% espanhóis), preferiu não arriscar a comprar mais gás em mercado spot, adicional aos contratos a prazo vantajosos que dispõe, e também porque o mercado à vista não lhes garante margem de contribuição para recuperar custos fixos.

Apesar do sistema ter um conteúdo muito elevado de custos fixos, a estabilidade tarifária ao nível do consumidor final, em relação à inflação, tornou-se mais difícil por causa da remuneração pelo mercado à vista, muito influenciada pelos preços dos combustíveis. Outro fator resultou do crescimento acelerado dos custos históricos da PRE - Produção em Regime Especial, onde as renováveis são a parte mais relevante. O sobrecusto acumulado, em relação à média anual do mercado, estima-se em 18 mil milhões € no presente, quase 3 anos do seu custo total, sendo a maior quota parte sobrecusto das eólicas. Em 2006 iniciou-se a era moderna de suavização tarifária por défices tarifários, inicialmente devido à subida de preço dos combustíveis e depois pelo significativo custo de financiamento na fase cara da produção renovável e, na altura, em descoordenação com a muita potência ordinária já contratada. O défice atingiu um máximo de 5 mil milhões em 2015 (80% do custo total do ano) e a exceção ocorreu em 2021 e 2022, em que o sobrecusto se transformou num benefício. Mas como o diferencial do custo da PRE para o preço médio esperado do mercado é incluído nas tarifas de acesso originou valores negativos. Dado o Regulador ter admitido que 2023 seria idêntico a 2022, mas o preço dos combustíveis e do preço correspondente de eletricidade baixaram, o desconto foi excessivo e gerou um défice adicional de 1717 milhões € para 2024. É boa altura para adotar uma repartição pelos consumos da energia e custo mais estável da PRE e devolver as tarifas de acesso à pureza original.

# FUNIONAMENTO DOS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DAS INTERLIGAÇÕES

## 1. Introdução

A liberalização e privatização do setor elétrico iniciou-se no Reino Unido e propagou-se a toda a EU. Em 1999 entrou em vigor a Diretiva 96/92/CE resultante. Passaram 25 anos e não é claro se o consumidor final ganhou ou perdeu com a concorrência ao nível da produção e da comercialização no retalho. As redes de transporte e de distribuição, que são em termos económicos monopólios naturais, necessitam duma regulação económica para colmatar essa falha de mercado e por isso têm tarifas de acesso reguladas<sup>1</sup>. Não se exigia planeamento da expansão da produção, era assegurado o acesso de terceiros às redes – *open access* –, colocada pressão no comércio transfronteiriço – *cross border trading* (Portugal motivou a 1ª Diretiva sobre trânsitos de eletricidade entre grandes redes, devido a contrato de importação com França<sup>2</sup>) – para acelerar a concorrência e a otimização económica da produção em cada hora podia ser feita descentralizadamente – mercado à vista ou spot. Alguns países conseguiram introduzir na Diretiva o conceito de *single buyer*, talvez inspirados no modelo português em vigor (legislação<sup>3</sup> da dupla Eng. Mira Amaral e Dr. Filipe Pereira): Sistema Elétrico de Serviço Público com planeamento, concursos para atribuição de CAE - Contratos de Aquisição de Energia pela concessionária da Rede Nacional de Transporte e despacho centralizado; Sistema Elétrico Não Vinculado de livre iniciativa. A experiência mostrou que o investimento transfronteiriço – *cross border investment* – ganhou a maior relevância.

Nunca houve condições para deixar o mercado de eletricidade funcionar livremente e com tanta intervenção pelas políticas de energia e clima a economicidade e o **planeamento económico da geração numa perspetiva de custos mínimos de longo prazo para os consumidores** foi preterida pela prioridade de descarbonização do setor, quer pela criação de um mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, iniciado em 2005, quer pela

---

<sup>1</sup> A possibilidade de construção e exploração de linhas independentes não é atrativa, salvo algumas exceções de interligações mercantis, como é o caso da ElecLink (1000MW de capacidade entre o Reino Unido e França, utiliza o túnel ferroviário, receitas provenientes do diferencial de preços marginais entre os dois sistemas).

<sup>2</sup> Importação de 300MW de produção nuclear francesa por 5 anos, não totalmente concretizado por impedimento à construção de uma nova linha de interligação pelos Pirinéus (Diretiva 90/547/CEE).

<sup>3</sup> A liberalização começou na pequena produção (DL 189/88, de 27 de maio) e o primeiro decreto-lei estrutural foi publicado em 1991 (DL 99/91, de 2 de março), seguindo-se em 1995 legislação regulamentadora para todas as atividades. Praticamente nada foi alterado nesta última legislação com a mudança para governo PS em 1995, salvo abandonar-se o destaque de uma entidade de planeamento (que ficou responsabilidade da Direção Geral de Energia e Geologia, com o apoio da REN – Redes Energéticas Nacionais, e desapareceu em 2006, ficando apenas a monitorização da segurança do abastecimento).

promoção acelerada de produção renovável com tarifas de venda asseguradas. Apesar do abandono dessas atribuições administrativas e recurso a concursos, é indispensável avaliar as soluções mais económicas para o consumidor final e a CE está quase a descobrir as vantagens da solução *single buyer* e a necessidade de se dispor de **planeamento integrado multissetorial e centralizado**, no mínimo com carácter indicativo.

## 2. Otimização clássica da produção de eletricidade – no longo e no curto prazo

Há muita confusão entre a otimização económica de longo prazo, em que é necessário tomar em consideração os custos fixos e variáveis para a decisão de investir (ou para encerrar ativos de produção em fim de vida), e a de curto prazo, hora a hora, em que apenas interessa considerar os custos variáveis pois os fixos incorridos já não são alteráveis e são, por isso, referidos na literatura económica como custos afundados. Vamos exemplificar com a hipotética escolha entre duas tecnologias térmicas para alimentar o consumo nacional de 2023, nomeadamente: CCGT – Combined Cycle Gas Turbine<sup>4</sup>, com custo fixo nivelado<sup>5</sup> de 60 mil €/MW e ano e custo variável de 80€/MWh (gás e licenças de emissão de CO<sub>2</sub>); OCGT – Open Cycle Gas Turbine, com custos de 40 mil €/MW e ano e 110€/MWh, respetivamente.

Na Figura 1 (esquerda) apresenta-se o ponto ótimo, 667 horas acima das quais apenas se justifica o uso das CCGTs. Na Figura 1 (direita), com o histograma da potência da carga de consumo – ordenação por potências decrescentes -, determina-se a partição correspondente entre as duas tecnologias, ficando as OCGTs especializadas em complementar a satisfação da ponta de consumo. Para os dados indicados, o custo variável ponderado é de 80,2€/MWh (quase o valor do custo variável das CCGTs, dada a pequena contribuição em energia das OCGTs) e o custo médio total é de 90,4€/MWh. Para o aumento de 1MWh na curva de consumo e para esta estrutura de produção, apesar de ótima, o custo marginal (80,2€/MWh) não coincide com o valor médio. O planeador cometeu algum erro nesta decisão de investimento?

---

<sup>4</sup> É a combinação de uma turbina simples – OCGT – com uma turbina a vapor. Aproveita os gases de escape numa caldeira para vaporizar água para expansão na turbina a vapor, donde resulta maior eficiência.

<sup>5</sup> Corresponde à anuidade constante que pagaria a amortização do capital investido, a sua justa remuneração e ainda os custos fixos de O&M – Operação e Manutenção.

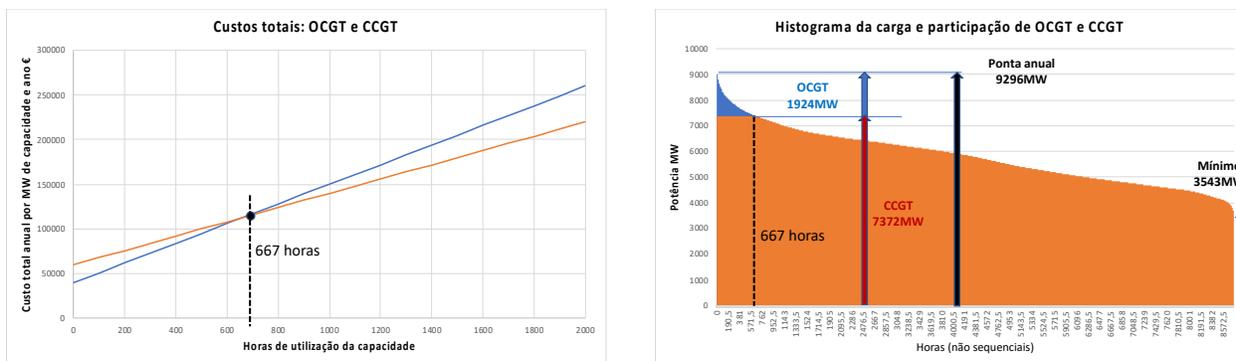


Figura 1 – Ponto ótimo para investimento em OCGT e CCGT (esquerda) e potências correspondentes para satisfazer o consumo nacional de 2023 (direita; as áreas indicadas correspondem à energia produzida por cada uma destas tecnologias).

Mas o planeamento é sensível ao erro de previsão do consumo e da sua ponta anual, que depende da temperatura e luminosidade (em 2023 foi de 9296MW e nos dois anos anteriores de 8593MW e de 9883MW), e à possibilidade de avaria fortuita de algum gerador (no presente, o mais potente tem 442MW – CCGT de Lares), pelo que será prudente dispor de uns 10% da ponta (uns 930MW) como potência adicional de reserva. Não havendo outras condicionantes, esta reserva estrutural “parada” seria feita com OCGT’s (mais 37,2 milhões € por ano), com custo fixo mais reduzido. As tarifas ao consumo teriam de recuperar o custo total desta produção e da reserva.

Em termos da otimização operacional de curto prazo, o Despacho central procura maximizar o uso da tecnologia de custo variável mais baixo – CCGT –, apenas recorrendo à OCGT após esgotar essa capacidade (utilizações de curta duração podem alterar este princípio, ao incluir tempos e custos de arranque, que são mais elevados nas CCGT).

Podemos supor que surge uma terceira opção de produção: fotovoltaica (PV) de custo variável nulo. Trata-se de mais um custo fixo nivelado que, como a energia de produção anual é relativamente estável, costuma ser indicado em valor unitário: LCOE – Levelized Cost Of Energy. Agora, na **otimização de curto prazo, “concorrência” entre custos variáveis**, importa dar prioridade de uso à tecnologia de custo variável nulo e na Figura 2 (esquerda) indica-se o **consumo residual** para ser satisfeito pelas tecnologias térmicas (consumo menos energia de produção PV, valores de 2023). E será que esta adição reduz o custo total? Como se observa a PV em nada poupou o sistema em potência de ponta e apenas reduziu a produção anual de térmica, mas nota-se ligeira alteração nesta combinação ótima (justificaria um pouco mais de capacidade de OCGT e um pouco menos de CCGT). Assim, **o custo evitado seria apenas o custo variável ponderado de térmica. Se o LCOE da PV é inferior a este valor haverá uma poupança, caso contrário uma subsidiação desta tecnologia.**

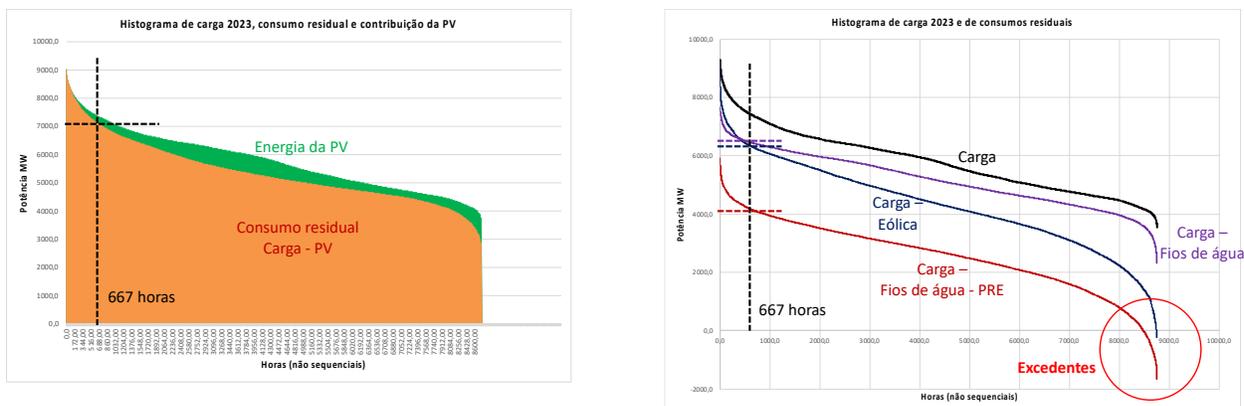


Figura 2 – Consumos residuais de 2023: à esquerda para a produção PV; à direita para fios de água, eólica e total de fios de água e toda a PRE – Produção em Regime Especial.

Na figura 2 (direita) apresentam-se consumos residuais para outras alternativas tecnológicas, também de custo variável nulo, designadamente: hidroelétricas a fio de água, com pouca capacidade de armazenagem (Douro e Tejo); produção eólica. Considera-se ainda o consumo residual resultante de toda a PRE – Produção em Regime Especial (para além da PV e eólica tem mini-hídricas, biomassa e cogeração, que entram como produções impostas) e fios de água. Agora, o ótimo de investimento na combinação da térmica utilizada já é mais alterado, nomeadamente: os fios de água dão algum contributo para a redução da ponta, mas é insignificante para a eólica; este contributo sobe ao juntar as térmicas incluídas na PRE; o efeito mais relevante continua a ser a poupança em custos variáveis de OCGT e CCGT, valor evitado principal. Será de notar que o **consumo residual pode atingir valores negativos, por criação de excedentes**, o que levanta questões de planeamento para ponderar economicamente o simples corte e a sua absorção por:

- **Consumo industrial flexível** e fabrico para stock (política seguida nos primórdios dos anos 50 e 60 em eletroquímicas e eletrometalúrgicas, para aproveitamento de energias sobrantes da hídrica a tarifa reduzida);
- Captura de consumo no(s) país(es) vizinho(s) por **exportação**;
- Captura por consumo local adicional para **armazenagem**.

Em qualquer caso, **os excedentes reduzem o valor de custo evitado das tecnologias que os provocam**, e as medidas mitigadoras devem ser ponderadas economicamente. As **hídricas de albufeira** têm uma capacidade natural de armazenagem que lhes permite **procurar o custo de oportunidade de operação mais vantajosa**, o que ajuda a não congestionar alturas de baixo custo marginal, e o investimento em **armazenagem** para uso

reversível, hídrica por bombagem ou bateria, cria mais um custo fixo no sistema, apenas justificável se no **papel dual de consumo – produção** conseguem valia de substituição que o justifique: por exemplo, evitar investimento em OCGT e eficiência económica de ciclos de carga – descarga aceitável (valor da energia térmica de produção evitada bem superior ao valor da energia consumida, no mínimo superior à eficiência física do ciclo). Convém recordar que no presente, **há uma capacidade teórica de absorção de excedentes de 6585MW**, por meio de 3585MW de capacidade de bombagem (toda em mercado livre e, portanto, o risco de mercado é do produtor) e de uns 3000MW de exportação.

Em Portugal o apoio à PRE começou por ser feito por tarifas de compra administrativas (também conhecidas por FIT – Feed In Tariff) baseadas na valoração de custos evitados. Mesmo que generosas, foram substituídas em 2001 por **tarifas de compra diferenciadas por tecnologia** - Programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) – como forma de subsidiar tecnologias em fase precoce de desenvolvimento, como foi o caso das PV e eólicas. O enorme crescimento que se seguiu, sem ligação ao crescimento dos consumos, e o esquecimento de que havia já muita potência contratada (Contratos de Aquisição de Energia) conduziu a **sobrecustos consideráveis**, criação de **défices tarifários** para suavizar a subida do custo ao consumidor final e a disputas amargas para a sua mitigação.

Para abarcar a variabilidade anual da hídrica, muito fiel no dia a dia, mas incerta em energia anual, e a variação horária da potência das renováveis intermitentes, mas mais regulares em energia anual, são necessários modelos mais sofisticados do que a ilustração simples indicada atrás. Em todo o caso, para além da avaliação económica das alternativas de corte de excedentes e ajustamento das entradas em serviço de novos meios em conformidade e tendo por objetivo **minimizar o custo marginal de expansão no longo prazo**, o planeamento tem o papel de **avaliar se o sistema dispõe de potência firme suficiente para satisfazer autonomamente o consumo com fiabilidade aceitável**. Este último objetivo está legislado pertencer à DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia com o apoio da REN – Redes Energéticas Nacionais<sup>6</sup> e tem mostrado **riscos não desprezáveis de não satisfação dos consumos**, a que o governo não ligou e aventurou-se no fecho precoce das centrais a carvão, e, se calhar, vai continuar indefinida a situação crítica de não prolongamento da CCGT da Tapada do Outeiro (finaliza CAE este ano). Continuam **omissas as decisões fundamentadas sobre portefólio ótimo de produção** e o Plano Nacional de Energia e Clima nem o faz e nem integra as avaliações da segurança de abastecimento.

---

<sup>6</sup> Relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional.

### 3. Mercado à vista diário marginalista – substituto do despacho económico centralizado

A liberalização do setor no Reino Unido descentralizou a otimização económica de curto prazo e esta solução propagou-se a toda a EU. Espanha adotou o mercado spot ou à vista em 1997 e Portugal deixou de atuar aí como “agente externo” e passou a membro pleno no 2º semestre de 2007, com a entrada em serviço do MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade. Cada produtor e comercializador ou grande consumidor passaram a fazer ofertas de venda e de compra para cada hora do dia seguinte. O ponto de encontro, em cada hora, das ditas curvas traduz o preço marginal nessa hora e é aplicado a toda a produção casada (oferta a preço de venda igual ou inferior) e consumo (procura a preço superior ou igual). Se a **concorrência for perfeita, o preço marginal converge para o custo marginal da solução de despacho económico centralizado.**

Trata-se de **concorrência entre tecnologias de produção, com base no custo variável, e não propriamente entre empresas** (claro que estas podem ganhar ou perder, conforme o seu portefólio de produção se afasta do portefólio médio deste mercado). Como entre o primeiro resultado do mercado e a entrega efetiva podem ocorrer erros de previsão e acontecimentos inesperados, existe a possibilidade de correção em **mercados intradiários**<sup>7</sup> e, no limite, via **mercado de serviços de sistema** (“prontos-socorros” ao serviço do Operador de Rede de Transporte). Compete aos Operadores de Rede de Transporte comprovar se a solução do mercado é fisicamente exequível e, em caso de previsível congestionamento da rede, alterar o “plano operacional” de produção de forma a torná-lo exequível. Estes sobrecustos são socializados, mas há quem defenda a criação de preços marginais em cada nó da rede, como se pratica nos EUA, para atribuição do pagamento aos causadores de congestionamento e incentivo a melhor localização de investimento em produção e grandes consumos. Na Europa a prática tem sido a de áreas de preço uniforme, como é o caso da maioria dos países, e fazer a gestão da localização geográfica pela maior ou menor facilidade de obtenção da ligação à rede (por exemplo, a Suécia tem quatro áreas de preço).

Na Figura 3 (esquerda) apresenta-se o caso teórico apresentado atrás, com oferta de preço de venda igual ao custo marginal de cada tecnologia e quatro hipóteses de procura de consumo com pequena elasticidade em relação ao preço: para o nível de consumo que conduz a  $P_1$  apenas casa no mercado a produção renovável (e até haveria excedente); em  $P_2$  já alguma CCGT é chamada a produzir, para além da totalidade da produção renovável; em  $P_3$  teríamos de incluir parte da produção OCGT; o caso  $P_4$  mostra ter-se atingido a totalidade da produção instalada e indicia **situação de rotura e a procura pode pagar mais pelo último MWh disponível, no limite o valor de perda económica pela energia não fornecida**, que a CE aceitou não dever exceder 4000€/MWh<sup>8</sup>. Na Figura 3 (direita) temos as curvas reais para as 21 horas de dia 22 de janeiro de 2024, sendo

---

<sup>7</sup> Havia 6 intradiários por dia, mas a partir de 13 de junho passaram a 3 de âmbito integrado pan-europeu.

<sup>8</sup> O valor da perda económica para a sociedade, por energia não fornecida, é difícil de avaliar (VoLL – Value of Lost Load), pois depende da duração e altura do corte e ainda do tipo de consumo afetado. É, em geral, uma avaliação ponderada e

de referir:

- Possibilidade de **oferta de venda a preços negativos**, até ao limite de -500€/MWh; aqui simbólica, mas traduz a possibilidade de estabelecer uma ordem de mérito para quem se desliga primeiro<sup>9</sup>;
- A curva original de oferta de produção (“O. venda”, a verde-claro) tem dois afastamentos em relação à curva de oferta casada (“O.V. casada”, a verde escuro): uma translação horizontal correspondente a importação de França (se fosse exportação a translação seria na curva “O.C. casada” a azul escuro); alguma subida nos preços devido a ofertas de venda retiradas por não satisfação no dia de restrições indicadas por essa produção (receita mínima a atingir nas 24 horas, preço sujeito a aceitação de custos de arranque, etc.);
- Na oferta de compra nota-se maior elasticidade ao preço, devido a alternativas que os comercializadores possam utilizar e principalmente consumos adicionais para armazenagem.

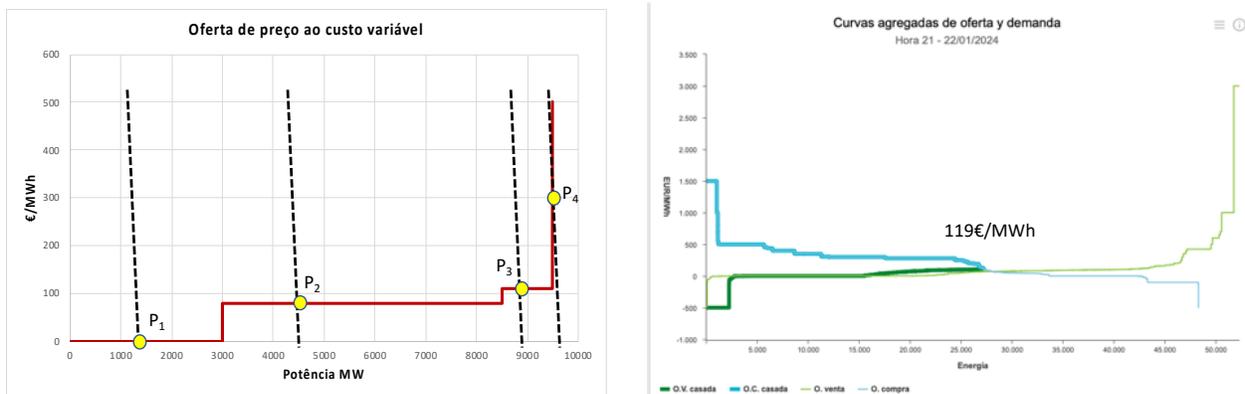


Figura 3 – Exemplo teórico de determinação do preço marginal (esquerda) e real no MIBEL (hora 21 de 2024-01-22).

com base em inquéritos e um valor entre 5 e 10 vezes o indicado não é de estranhar. Na proposta espanhola apresentada à CE em 2023, para reestabelecer um mercado de capacidade, foi indicado 22879€/MWh.

<sup>9</sup> Solução criada pelos alemães. A produção renovável com tarifa feed in de compra apenas é paga se produzir, qualquer que seja o preço de fecho do mercado, o que dá o incentivo de oferta a preço negativo para não ter de parar, sendo a estratégia ótima oferecer sempre a -500€/MWh; em países que substituíram a FIT por Feed In Premium, por exemplo recebimento de 5€/MWh acima do preço spot, a estratégia ótima será oferecer a -5€/MWh; em qualquer dos casos já há iniciativas para limitar as ofertas a preço negativo, que originam um sobrecusto adicional para o consumidor, se o mercado fecha num preço negativo, do tipo: limitar o número de horas por ano em que o podem fazer; pagar a valor inferior ao definido ou receber zero, como foi definido nos leilões recentes de fotovoltaicas em Portugal (e também se está a praticar em Espanha). Claro que esta produção descobre que tem alguns custos variáveis, embora pequenos, e não vai fazer ofertas a valor inferior se estiver apenas a ser remunerada pelo mercado à vista. Também poderá ser útil a centrais térmicas que queiram evitar custo de paragem / arranque em horas de preços baixos, oferecendo-se para pagar até esse valor e procurando compensar a perda noutras horas.

O mercado à vista dá indicações relevantes sobre a valia de cada tecnologia e a perspectiva da sua evolução a prazo, por modelos de simulação em computador, permite avaliar oportunidades de investimento e necessidades de encerramento de tecnologias que não conseguem recuperar os seus custos fixos<sup>10</sup>. Mas a **promoção global de produção renovável introduziu uma “concorrência” estatal que conduziu muitas *utilities* a grande perda de valor em bolsa e registo de elevadas imparidades**. Não foram vencidas pela concorrência entre elas e tiveram de se reposicionar e aderir rapidamente à nova “corrida ao ouro”: investir em renováveis, com baixo risco de preço de mercado dadas as tarifas de compra garantidas ou via contratações a prazo. Criaram-se dois extremos:

- **Canibalização do preço marginal** – é o resultado de entrada de muita produção com custo marginal nulo ou próximo disso (e ainda prática de preços negativos), o que conduz ao abaixamento do preço marginal médio anual; **ser remunerado pelo mercado à vista é um risco para os investidores em produção renovável, origem principal deste efeito**, quer em volatilidade de preço quer em insuficiência de captura de receitas para remunerar este custo fixo, coisa que em mercado livre conduziria à travagem nestes investimentos; estes investidores fogem desta solução e procuram defesa na contratação a prazo, pois o sistema globalmente permite menor aversão ao risco (ou melhor, os governos podem fazer correções à posteriori).
- **Missing money** – o preço marginal tende para o custo marginal da tecnologia térmica que casa no mercado e define, assim, o preço marginal nessa hora, ou custo de oportunidade de hídricas que as substituem; este resultado **impossibilita a recuperação dos custos fixos da “central marginal” – missing money -, salvo em alturas de aperto do sistema - reduzida margem de reserva de produção - em que podem capturar rendas de escassez** (caso P<sub>4</sub> na Figura 3 – esquerda); mesmo admitindo picos de preço nessas horas muito incertas, os investidores fogem destes investimentos, o que coloca em dúvida o aparecimento de novos investimentos deste tipo.

A volatilidade do preço marginal diário é importante para o *trading* de eletricidade, mas para o consumidor final interessa mais o preço médio anual, pois em geral a definição de tarifas segue esta periodicidade. Na Figura 4 (esquerda) apresenta-se uma comparação da evolução do preço marginal médio anual nos últimos cinco anos, sendo a **convergência de preços entre Portugal e Espanha notável e menos com França**, particularmente no ano difícil de 2022, quer pela enorme subida do preço do gás (limitado no MIBEL para fazer baixar os

---

<sup>10</sup> Foi alegado pelo governo que a EDP se propunha fechar a Central de Sines a carvão porque já não era competitiva, esquecendo que criou uma taxa adicional que acelerou esse desfecho (para a Central do Pego a carvão, enquanto durasse o CAE, era indiferente porque tinha os custos fixos pagos). Também há quem refira que, com a maior subida relativa do preço do gás, o prolongamento da produção a carvão faria baixar os preços marginais, o que poderia não acontecer pois o número de horas em que a tecnologia a carvão fixou preço no MIBEL foi reduzida (a margem capturada em mercado seria um benefício para o produtor).

preços de oferta de venda e pagamento por fora do custo excedente do gás<sup>11</sup>), também aí indicado<sup>12</sup>, quer pelas paragens de geração nuclear para inspeções e reparações. Na Figura 4 (direita) apresenta-se para 2023 o valor médio unitário de receita capturada por cada tecnologia no MIBEL (e de compra de eletricidade para bombagem<sup>13</sup>); no caso da fotovoltaica, eólica e totalidade da PRE, compara-se com os custos unitários previstos pela ERSE nas tarifas desse ano, sendo de referir que a valia média no mercado à vista foi inferior (subsídio à PRE).

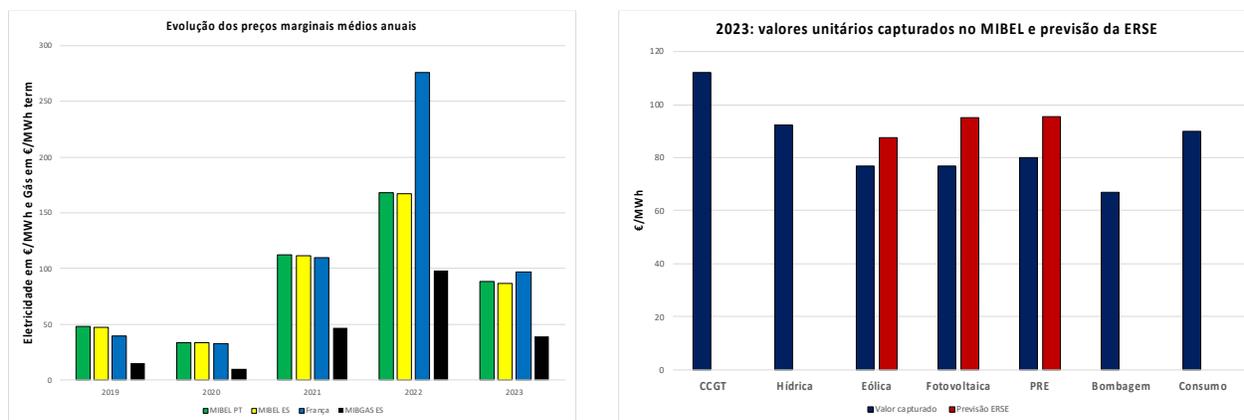


Figura 4 – Evolução dos preços marginais médios anuais (esquerda) e comparação de valores capturados em mercado em 2023 e previsão da ERSE de custo médio para eólicas, fotovoltaicas e total da PRE com remuneração garantida.

Em 2021 e 2022 a subida do preço marginal, devido à subida do preço de gás, fez com que o subsídio anual à PRE se transformasse num benefício. A ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos **separa o custo anual da PRE remunerada em duas componentes: previsão de custo médio anual da eletricidade no mercado à vista para alimentar o consumo; diferencial para o custo referido que é incluído nas tarifas de Uso Global do Sistema**, via CIEG - Custos de Interesse Económico Geral<sup>14</sup>. Esta metodologia coloca em pé de igualdade o consumo a tarifa regulada e em mercado livre, mas **introduz o risco de preço de mercado numa das tarifas de acesso**. Face ao diferencial negativo de 2022, a ERSE previu continuidade de preços altos para 2023, com um benefício da PRE para o sistema de 2042 milhões €. Ora, pela Figura 4 (direita) verifica-se que a rubrica da PRE remunerada precisou de subsídio (estimado em 275 milhões €) e, afinal, não havia razão para desconto tão exagerado na tarifa de acesso e a ERSE optou pela sua recuperação via novo

<sup>11</sup> Mecanismo de ajuste excepcional e temporário de teto no preço do gás, inicialmente de 40€/MWh<sub>term</sub>. Afetou a receita capturada em mercado por outras tecnologias remuneradas por esta via, nomeadamente as hídricas em Portugal.

<sup>12</sup> No MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás, os índices de preços do gás de 2023, para Espanha e Portugal, são próximos.

<sup>13</sup> Valorizada ao preço do mercado, mas alguma bombagem consegue valores mais favoráveis por compra de “energia a descer” no mercado de serviços de sistema.

<sup>14</sup> São a componente principal dos CIEG, mas é um “saco” com muitas outras rubricas, por exemplo: rendas de baixa tensão aos municípios, pagamento de défices tarifários, sobrecustos dos sistemas insulares, etc.

défice tarifário (dívida gerada para 2024 de 1717 milhões €), doutro modo a correção implicava aumentar bastante a tarifa ao consumidor quando o preço de mercado baixou. **É boa altura para mudar para a metodologia britânica de repartição do custo da PRE pelo consumo, solução bem mais estável, e retirar esta componente das tarifas de acesso.**

#### 4. Mercado de serviços de sistema – contratação dos “prontos-socorros” do sistema

A Figura 5 exemplifica a atuação dos diferentes tipos de reserva do sistema elétrico sincronamente interligado, na sequência de uma perturbação por perda inesperada de produção em França e evolução no tempo da frequência do sistema (50 ciclos por segundo). No início conta muito a **energia cinética** das máquinas síncronas rotativas – **inércia** - e segue-se a atuação da **reserva global de solidariedade – reserva primária** (*Frequency Containment Reserve*) - para estabilização da descida de frequência<sup>15</sup> (*Stabilisation*, na figura da esquerda superior). A França ficou com um desvio importador e deve recuperar o equilíbrio por meio da sua **reserva secundária** (*automated Frequency Restoration Reserve*, figura central superior) e da sua **reserva terciária** (*manual Frequency Restoration Reserve e RR – Replacement Reserve*, figura da direita superior). O tempo de recuperação esperado é de 15 minutos.

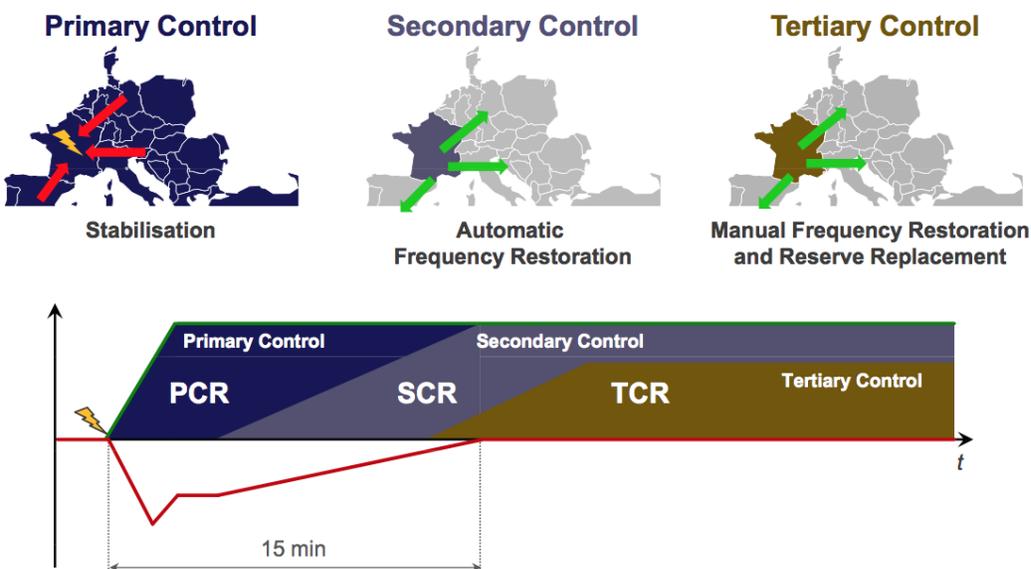


Figura 5 – Exemplo de atuação dos diferentes “prontos-socorros” ao dispor dos Operadores de Rede de Transporte para responder a uma falha inesperada de produção em França.

<sup>15</sup> O critério seguido para dimensionar esta reserva, a repartir em proporção do consumo, para o sistema interligado sincronamente, é: perda de 3000MW de produção (frequência desce) ou perda de 4000MW de consumo (frequência sobe). O contributo esperado de Portugal é, portanto, pequeno, na ordem de 2%.

Os fenómenos elétricos propagam-se à velocidade da luz. Para assegurar o equilíbrio produção – consumo muita coisa tem de estar preparada para isso, como é o caso da reação automática do regulador de potência – frequência dos geradores que prestam este serviço de reserva primária (atuação até 30 segundos, não pago em Portugal, como em muitos dos países) e ainda dos submetidos a regulação secundária por sinais de tele-regulação a partir do computador do Despacho Nacional (esta banda de regulação em Portugal situa-se nuns 300MW - 2/3 a subir e 1/3 a descer, situação mais fácil - e constitui uma ferramenta importante para a solução de desequilíbrios internos, imediatamente notados por alteração correspondente no desvio do saldo de interligação, e ainda para a regulação fina do sistema).

Assim, a frequência é a “moeda única” a manter estável dentro de limites técnicos estreitos, mas se a sua variação for muito rápida ou as reservas insuficientes pode originar a entrada da última linha de defesa: **deslastre automático e progressivo de consumo**, tentando evitar o apagão geral. Foi o que aconteceu no incidente de 24 de julho de 2021, em que a Península, que estava importadora, ficou isolada de França em défice de produção (perda das interligações na sequência de curtos-circuitos provocados por incêndio florestal em França): a frequência baixou – “desvalorização da moeda” peninsular – e a descida foi travada por corte abrupto automático de consumo. O retorno à “moeda comum” ocorreu após 37 minutos graças à capacidade de produção em reserva e, tal como o sistema bancário precisa de dispor de almofadas de capitais próprios para assegurar a sua solvência, o Operador de Rede necessita, então, de dispor dos meios de reserva estrutural indispensáveis para assegurar o equilíbrio de produção – consumo. Mas não chega ter reserva de potência parada (“capital”), pois a rapidez dos acontecimentos exige que parte ou a totalidade dessa reserva dê resposta em tempo útil (“liquidez”, no sistema bancário).

Presentemente, os Operadores de Rede de Transporte adquirem diariamente a reserva operacional necessária por meio dos **Mercados de Serviços de Sistema**. Estes são os meios normais para balancear a produção – consumo, que o consumidor nem chega a notar, mas paga. Trata-se de um mercado diário marginalista em que a REN define as suas necessidades de volume de banda de regulação secundária, que é paga pelo preço de encontro de oferta – procura, quer seja utilizada ou não, e usa os meios de reserva por ordem de mérito dos preços de compra de energia de produção a subir (ou consumo a descer) e de revenda a descer (ou consumo a subir).

Em 2023 a banda de regulação secundária foi próxima do volume indicado e o preço ponderado deste pequeno “mercado de capacidade” foi de 37,99€/MW e hora (compensa as centrais que prestam este serviço da perda de receita por não poderem trabalhar à potência máxima e de rendimento por subida / descida de produção). A energia de regulação total transacionada (incluindo resolução de restrições) tem vindo a crescer e situou-se nuns 4,3TWh, uns 8% do consumo, com preço ponderado de 119,4€/MWh a subir e 50,5€/MWh a descer. O custo resultante para os comercializadores foi de 4,94€/MWh para encargos de regulação e 2,03€/MWh para

pagamento por desvios, representando o total 7,9% do preço do mercado diário.

Passou-se de incerteza na previsão de consumo e de avarias fortuitas em geradores e em redes para dependência das previsões meteorológicas traduzidas em produção renovável. Registam-se progressos nestas previsões para o dia seguinte e durante a marcha, o que permite evitar uso excessivo de serviços de sistema, mas de nada servem para saber se vai haver vento e sol no dia da ponta do ano seguinte. Também, **em vez da produção se adaptar ao perfil do consumo entrou-se na fase em que se pede flexibilidade ao consumo para se adaptar à intermitência das renováveis**. O preço no consumo por posto horário é um incentivo natural que pode ser melhorado, face ao crescimento da fotovoltaica, com adequação tarifária para os períodos de maior insolação (motivar consumir ou trabalhar de “sol a sol”), mas insuficiente. A eletrificação vai fazer aparecer consumos mais flexíveis (veículos elétricos, bombas de calor e eletrolisadores), mas não chega. Há já quem aplique medidas adicionais – *peak shaving*, por exemplo<sup>16</sup> - e por cá os leilões de Banda de Reserva de Regulação para consumos industriais, em substituição da antiga interrutibilidade, foram um fiasco (para 2023 a licitação foi de 800MW e apenas foram contratados 316,9MW; concurso adicional posterior ficou deserto).

Temos de continuar a confiar nas capacidades de regulação da produção ordinária, tanto global como no dia a dia por meio do mercado de serviços de sistema. Todavia, defende-se o acesso a este mercado da produção renovável e baterias, como potencial ganho adicional, mas esquece-se que continua um mercado pequeno e que esta necessidade vai surgir apenas porque os geradores síncronos clássicos vão desaparecendo, o que coloca problemas novos. Esses sistemas produzem em corrente contínua e têm interfaces eletrónicos com as redes para entrega em corrente alternada e, à medida que se tornem dominantes, a sua eletrónica<sup>17</sup> tem de ser adaptada para fornecer inércia sintética (eólicas, da energia de rotação, e baterias, da energia armazenada) e as capacidades de regulação de frequência (o que implica não poderem funcionar à potência máxima, para ter capacidade de subida).

## 5. Mercados a prazo – entre a falha de mercado e a sua promoção

A subida do preço do gás, após a pandemia e a guerra na Ucrânia, reforçou o ataque ao mercado à vista marginalista, porque: as centrais de ciclo combinado – geralmente a tecnologia marginal que fixa o preço (diretamente ou por hídrica de substituição) – entram com custo marginal muito elevado e, portanto, criam um benefício inesperado para as tecnologias submarginais; governos e cidadãos não têm paciência de esperar que

---

<sup>16</sup> Que pode ser uma limitação da potência contratada num certo número de horas por ano. Como o sistema é cada vez mais de custos fixos, talvez no futuro possa funcionar como a internet com base no pagamento apenas da potência contratada: consumo da energia que quiser com aquele limite (solução desfavorável para quem tenha segunda casa).

<sup>17</sup> Os sistemas atuais são do tipo *grid following* e precisam de dispor da tensão da rede (e rede robusta, com pequena queda por ligação de carga), mais baratos mas menos adaptados para as novas condições; começa a divulgar-se a alternativa *grid forming*, mais cara mas com capacidade para imitar as máquinas síncronas clássicas.

este fomento do investimento nas submarginais se concretize, autoestabilizando o mercado, e procura-se a correção imediata. Somam-se ainda os efeitos referidos de canibalização de preços e de *missing money*. Mas, na realidade, o MIBEL tem dois mercados<sup>18</sup>:

- **À vista em Madrid** (OMIE), que é um sucesso, tal como outros similares na EU; continua indispensável mesmo que toda a produção – consumo estivesse fora deste mercado em autodespacho (possível em teoria, por meio de contratação bilateral física), pois seria necessária otimização económica horária (e futuramente para cada ¼ de hora) para os excedentes (e prioridade de cortes), défices e trocas internacionais;
- **A prazo em Lisboa** (OMIP), que, tal como noutros, tem pequena expressão quer em liquidez, quer em profundidade; embora existam esforços para ir mais além, a contratação não é fácil para mais de um a três anos e, como acontece em todos os similares, **não tem sido capaz de suportar investimentos em capital intensivo de produção** (10 a 15 anos); acresce que **há uma assimetria por pouca procura para durações longas pelos Comercializadores**, devido a incerteza no retalho e facilidade de opção de saída dos clientes.

O mercado a prazo possibilita aos agentes vendedores e compradores **gerir riscos: *hedging***. No caso de um Comercializador, comprar com antecedência e a um preço fechado a eletricidade que espera vender no mercado retalhista, reduzindo a sua exposição a um preço incerto do mercado diário na altura de apresentar ofertas aos seus clientes (idem, para um Produtor fechar o preço de venda e de custos de combustível e de CO<sub>2</sub> a montante). Deveriam permitir transações de volumes consideráveis – profundidade – e isto não causar variações relevante do preço – liquidez.

O polo do MIBEL de Lisboa – **OMIP** – **é um mercado a prazo organizado de derivados financeiros** (eletricidade em base e em ponta, etc.), mas, e tal como nos similares, tem pouca liquidez e maturidades curtas (1 a 3 anos); tem procurado lançar novos produtos, adequados ao apoio ao crescimento do investimento em renováveis, do tipo PPA – Power Purchase Agreement a 5 ou a 10 anos, e réplica do perfil anual de produção fotovoltaica. A alternativa **OTC - Over The Counter** é negociada bilateralmente ou por intermédio de um *broker*, podendo ser mais simples, customizada e tradicionalmente mais barata, avaliada pelo *bid-ask spread* (onde se inclui uma margem para risco de crédito), do que via mercado organizado, pois **evitava a necessidade de atualização periódica do diferencial entre o preço contratado e o preço de mercado via Câmara de Compensação OMIClear para o OMIP** (este colateral elimina o risco de crédito na execução do contrato, mas cria um risco de *cash flow* correspondente, que pode ser atenuado por *outsourcing* para um banco). Com a crise financeira internacional despoletada em 2008 e conseqüente **criação de regras apertadas de registo e**

---

<sup>18</sup> Em meados de 2002 a EDP tomou uma posição de quase 40% na Hidroelétrica del Cantábrico, mas, face à legislação espanhola, ficou com os direitos de votos limitados a 3%. A contrapartida de reciprocidade desbloquear esta restrição foi a criação do MIBEL, o que possibilitou, em 2004, a compra da quase totalidade do capital dessa empresa.

**relato para o OTC**<sup>19</sup>, estas contratações, uma vez estabelecidas, **passaram a ter registo em mercados organizados** com processo de compensação semelhante: no OMIP, via OMIClear. Contudo, no setor continua a haver quem prefira o não registo, usando a **exceção permitida a contrapartes não financeiras que não atinjam determinados limiares em posições que não sejam de *hedging***. Assim, no mercado OTC o intermediário continua a tirar partido de procurar “casamento” de posições algo simétricas, para que as posições em aberto fiquem reduzidas.

Na Figura 6 (esquerda) apresenta-se a evolução do volume negociado no OMIP, entre 2012 e 2022. Foi criado em 2006 e teve alguma ajuda no seu arranque pela imposição de uma quantidade mínima a adquirir pelo CUR - Comercializador de Último Recurso<sup>20</sup> (SU – Serviço Universal Eletricidade) para consumo a tarifa regulada (2006, 2007 e 2008), com benefício de efeito multiplicador. Como se observa, a atividade foi crescendo e atingiu um máximo de 102,4TWh em 2014, mas entrou em queda a partir de 2015, ano desfavorável em termos económicos e financeiros e de recentragem das atividades das instituições de crédito e fundos de investimento. Piorou durante a crise energética de 2022 e após a entrada em vigor do mecanismo de limitação do preço do gás para as ofertas no mercado à vista (e pagamento do valor efetivo por outra via aos produtores térmicos), quando o mercado perdeu mais de 70% da sua liquidez. Desde então, houve apenas uma ténue recuperação. Sempre que ocorrem alterações regulamentares e interferências diretas no funcionamento dos mercados (à vista, a prazo ou retalhistas), os mercados a prazo são os mais afetados. **Isso ocorre porque o risco país percebido pelos agentes aumenta**. Sendo, na sua maioria, agentes financeiros globais, estes preferem negociar em regiões com maior estabilidade regulatória do que na Península Ibérica. Por essa razão, os mercados nórdicos, alemão, francês e italiano, por exemplo, apresentam volumes transacionados nos mercados a prazo muito superiores. E para além da redução de atividade dessas entidades, **começou a ter concorrência**, principalmente da bolsa alemã, **EEX** – European Energy Exchange, AG, que dispõe de carteiras para vários países e parece ter agora 90% do mercado espanhol. No período, o OMIP selecionou sempre *market – makers* por concurso, papel desempenhado pela suíça AXPO Ibéria e a espanhola ENDESA em 2022, condição necessária mas insuficiente para assegurar liquidez.

Na Figura 6 (direita) apresentam-se os “*churn factors*” (fatores de rotatividade: volume transacionado em relação ao consumo físico anual), medida de liquidez nos mercados a prazo, entre 2019 e 2020. Todos os mercados tiveram uma descida de liquidez em 2022 e também em volume, devido ao aumento de preço e dos colaterais nos mercados organizados, mesmo assim, houve maior opção por estes últimos. **A Alemanha é a exceção de elevada rotatividade**, da ordem de transacionar num mês o equivalente ao seu consumo anual. De facto, não é boa prática fazer um ***hedging* estático** – “*hedge and sleep*”, tirar partido apenas do valor intrínseco, correspondente ao valor atual da venda antecipada -, mas sim fazer ***hedging* dinâmico** por revendas e

---

<sup>19</sup> EMIR – European Market Infrastructure Regulation.

<sup>20</sup> Portaria n° 643/2006, de 26 de junho.

recompras – “*option value*”, para capturar o valor extrínseco das opções em jogo<sup>21</sup>.

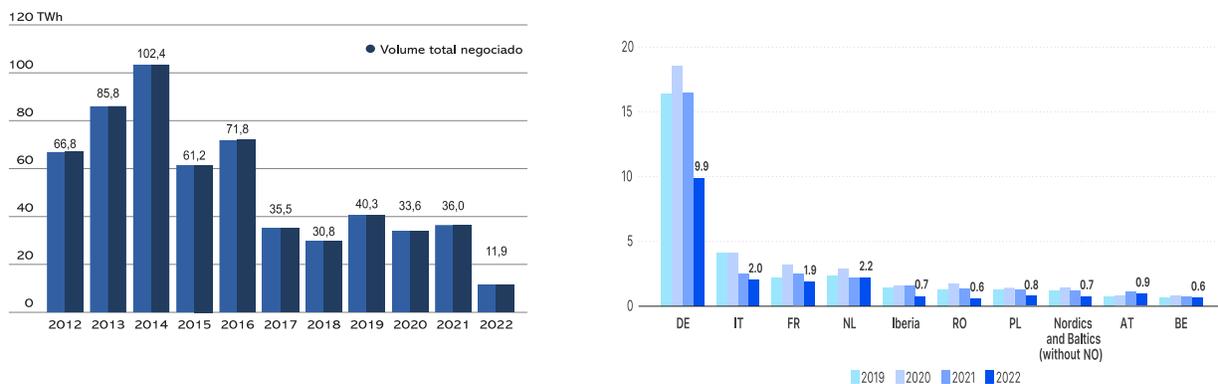


Figura 6 – Evolução do volume total negociado no OMIP, em contínuo, bilaterais e leilões, segundo o seu relatório de 2022 (esquerda); “*churn factor*” – indicador de liquidez - de mercados a prazo, segundo a ACER, November 2023 Market Monitoring Report (direita).

Também são possíveis **contratos bilaterais físicos**, fora do mercado e com base na entrega física do contratado a prazo. Resultam da negociação entre as partes e é mais praticada em Espanha do que em Portugal, tendo atingido em 2023, respetivamente: 74,6% e 2,8% da energia transacionada no mercado à vista<sup>22</sup>. Ao retirar produção e o consumo correspondente do mercado à vista não altera, em princípio, o preço marginal, mas reduz a sua liquidez. Funciona em autodespacho, mas sujeita ao anúncio diário das quantidades físicas e a pagamento de desvios em caso de não cumprimento do prometido. Pode-se estabelecer um contrato similar apenas com liquidação financeira, comprando a energia no mercado diário e se este preço for superior receber da contraparte a diferença para o valor contratado, se for inferior pagar a diferença à contraparte. Em ambos os casos fica-se imune ao preço “instantâneo” do mercado à vista.

O CUR - Comercializador de Último Recurso assegura as compras de energia no mercado à vista para fornecimentos aos consumidores ainda com tarifa regulada<sup>23</sup> e também a colocação no mercado à vista da PRE remunerada (e parte no mercado a prazo), agora o papel mais importante: AUR - Agregador de Último Recurso.

<sup>21</sup>Por exemplo, as centrais térmicas funcionam como uma opção real. E a opcionalidade de produzir (preço spot acima do custo variável – *central in-the-money*) ou não (*out-of-the-money*) tem valor. O valor extrínseco é essencialmente o valor de não ter de produzir quando isso corresponderia a uma perda e corresponde à diferença entre a margem atingível e o valor intrínseco.

<sup>22</sup> Todavia, em 2022 representou em Portugal 25,8%, talvez “fuga” por receios sobre a legislação em discussão para limitar o preço no mercado diário.

<sup>23</sup> Em setembro de 2023, o número de clientes a tarifa regulada era de 14,5% (maioritariamente residenciais) e em energia 6,4%. Havia 32 Comercializadores; a EDP era líder em número de clientes no mercado livre (69%), seguida pela Endesa (11%); a EDP também liderava em energia (40%), seguida pela Iberdrola (17,5%).

As antigas **tarifas feed in desta produção correspondem a um contrato financeiro a prazo com o sistema, gerido pelo AUR**. A sua aplicação administrativa e de pouca exposição ao mercado conduziu a outras opções e à **obrigação de atribuição por concurso** pela CE, geralmente com duração da contratação a prazo inferior à vida útil do projeto, como forma de **partilha de risco entre as partes**. O conforto de **fazer atribuições por leilão não garante que o consumidor seja beneficiado por um preço inferior ao valor evitado**, se o concurso servir para promover tecnologias em fase precoce de desenvolvimento (como é o caso da eólica *offshore* flutuante e do fabrico de H<sub>2</sub> verde). Os **CfD – Contracts for Differences** são a forma contratual com o sistema substituta das tarifas feed in e os **PPA** corporativos algo equivalente, mas celebrados entre partes interessadas. Ambos preenchem a duração contratual que os mercados a prazo não têm conseguido resolver, mas em que surgem tentativas por meio de **PPA virtual** (financeiro).

Na Figura 7 apresentam-se as cotações no OMIP em 2024-01-24 para contratação de eletricidade a prazo e em base (potência constante durante a duração do contrato) para Portugal e para França (Espanha tem valores muito próximos aos de Portugal, embora ligeiramente inferiores). A tendência é de redução para a faixa dos 60 a 50€/MWh de média anual em Portugal (em 2025, 59,33€/MWh) e para 70 a 60€/MWh em França (em 2025, 79,44€/MWh). Nem todos estes valores são suportados em transações efetivas, mas em informações de outras bolsas e na consulta de um comité de agentes, por certo baseados em simulações do preço marginal futuro, como todos os atores também fazem, tanto para decidir as atividades e oportunidades de *trading*, como para avaliação da rentabilidade – risco dos investimentos.

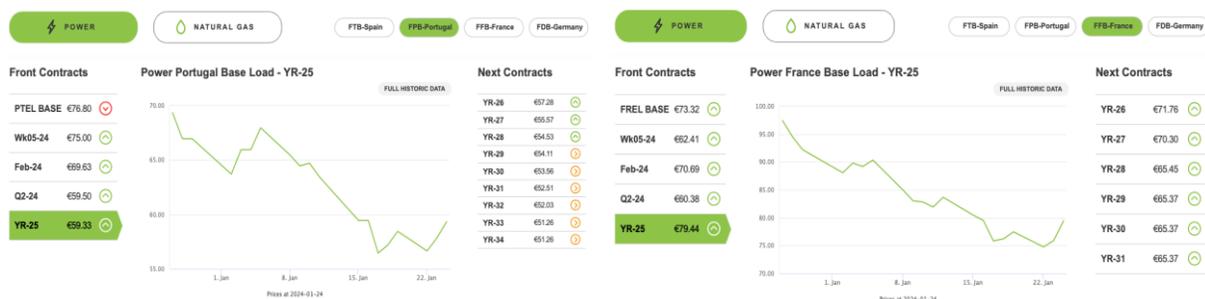


Figura 7 – Cotação de preços de futuros em base no OMIP, em 2024-01-24, para Portugal e França.

**O preço em base é um bom indicador, pois traduz a expectativa de preço marginal médio no mercado à vista, para o período considerado** (dia, semana, mês, trimestre, ano). Acreditando nos valores da Figura 7, firmar um contrato em base e em Portugal para 10 anos acima de uns 55€/MWh não seria justificável e embora os valores capturáveis pela produção eólica e fotovoltaica sejam um pouco inferiores dá uma baliza: um investidor em fotovoltaica, por exemplo, com um custo nivelado de uns 30€/MWh, teria incentivo em fazê-lo em mercado livre, apesar de poder subsistir o receio de maior afundamento futuro dos preços e possível concorrência de novos projetos com tecnologia mais eficiente; a alternativa de firmar um CfD para 15 anos,

pode beneficiar o consumidor pela convergência do preço do leilão para valor próximo do custo nivelado, limitando-lhe o ganho potencial, mas mantendo os riscos anteriores na fase de vida restante; já um produtor eólico *offshore* flutuante, com um custo nivelado de 150€/MWh para a vida económica do projeto, não tem alternativa senão firmar um CfD subsidiador, que suposto a 15 anos o fará procurar leiloar a preço acima como prémio de risco para a vida restante.

Na realidade, o custo do investimento em algumas renováveis desceu bastante e até tornou atrativa a celebração de PPAs com grandes empresas consumidoras (contratos a prazo físicos ou financeiros, com maior ou menor adaptação ao perfil do cliente). Pode ver-se como *cherry picking*, que até dá jeito para mostrar alinhamento com as políticas de clima, mas também como fixação do preço a prazo – *hedging* - para boa parte do consumo. “Concorrem” com os CfDs (PPAs estatais), têm risco de crédito mais elevado mas, devido a **garantias de estado para este risco para os investidores - *state backed***-, registam muito sucesso em Espanha e em países nórdicos. Enfim, **é reconhecido o pequeno desenvolvimento dos mercados a prazo** - a eletricidade, com ciclo ligado ao dos investimentos, restrições físicas de transporte global e de armazenagem, não conseguiu viver como nos produtos agrícolas, de ciclo simples anual, e do petróleo, onde o mercado é global e há facilidade de transporte / armazenagem – e aquelas alternativas contratuais vieram preencher parcialmente a lacuna existente, mas com o risco de reduzir ainda mais a liquidez nos mercados a prazo. Claro que as contratações por leilões estatais para compra de produção a prazo, 15 anos por exemplo, podem permitir a revenda por contratos padronizados de menor duração no mercado a prazo, permitindo harmonizar os interesses e necessidades da oferta e da procura para comercialização. Haverá ainda que considerar o investimento por pequenos consumidores de **fotovoltaica de telhado** (e armazenagem para estender a esta energia renovável para o período noturno). Existem pressões para que os Operadores de Rede de Transporte leiloem **capacidade de interligação para além do 1 ano atual e até 3 anos**, de forma a alargar o âmbito geográfico dos mercados a prazo, como ainda a **inclusão de transação de CfDs nestes mercados**. Outro problema de se aumentar as contratações a prazo, reside na possível redução da resposta dos consumos ao preço marginal no mercado.

Não admira que a **CE queira fomentar leilões para CfDs e PPAs para reduzir os custos de capital e tornar atrativo investimentos em renováveis para investidores que procuram rendibilidade razoável e baixo risco**, agora **legislada por meio do Net-Zero Industry Act**<sup>24</sup>. Este Regulamento pretende aumentar o fabrico destas tecnologias na Europa, para cobrir pelo menos 40% das necessidades; o Conselho Europeu forçou a inclusão do nuclear como uma das tecnologias estratégicas, as quais podem ganhar benefícios adicionais (processos administrativos mais curtos, facilidade de acesso aos mercados e suporte para acesso a financiamento); introduz um critério de diversificação, para evitar que uma delas forneça mais de 65% da energia do país (limita a quota do nuclear francês); vai ao ponto de indicar critérios de adjudicação, não só na

---

<sup>24</sup> Regulamento que estabelece um quadro de medidas para reforçar o ecossistema europeu de fabrico de produtos com tecnologia de impacto zero (Regulamento Indústria de Impacto Zero).

base qualidade / preço, mas também de contributo para a sustentabilidade e resiliência (peso de 35 a 60% para renováveis), mas admite dispensa da aplicação destes critérios, algo subjetivos, se resultarem daí custos desproporcionados (acima de 10%).

Finalmente a **CE reconhece a necessidade de assegurar as características necessárias para um sistema flexível e fiável**, isto é: tecnologias capazes de oferecer potência firme para *backup* da carga de consumo, coisa em que as ditas renováveis em quase nada contribuem, e ainda de armazenagem, reduzindo corte de excedentes e facilidade de transferência de energia entre horas de abundância e de carência. Justifica um **Mercado de Capacidade pan-europeu**<sup>25</sup>, do tipo usado pelo Reino Unido (pagamento para garantir disponibilidade para produzir – ou reduzir consumo – sempre que o sistema necessite) e noutros países ou um regime de **Capacity Subscription**, em que o consumo contrataria uma potência firme e o custo da fiabilidade desejada tornava-se explícito (a França aproxima-se desta solução).

Vive-se o **trilema: partilha de risco** entre investidores em produção e o sistema (CfDs) e corporações (PPAs), de forma a reduzir o custo de capital e fomentar a descarbonização; **proteger o consumo de picos de preço marginal**, devido às volatilidades existentes e trauma com a recente subida do preço do gás, que “infectou” o preço do mercado diário de eletricidade; **desenvolver o mercado organizado a prazo e a capacidade de resposta do consumo ao preço marginal**.

## 6. Papel das interligações – comercial e político

As interligações começaram por ser um elemento de segurança mútua e que permitiam reduzir a capacidade de reserva (primária) individual, por funcionamento síncrono e solidário. Para além disso, sempre permitiram trocas comerciais entre sistemas. Têm sido um instrumento político quer como forma de aproximação entre países desavindos (após 2º guerra mundial e na da ex-Jugoslávia), quer geopolítica (interligação com países do Leste e antecipação de integração económica e Norte de África) e ainda pela indicação do objetivo de cada país dispor de capacidade de interligação, pelo menos igual a 15% da capacidade de produção instalada, sem indicar

---

<sup>25</sup> A partir de 2010, tivemos em Portugal, à semelhança do que se praticava em Espanha, uma solução administrativa de garantia de potência, com atribuição de prémio de disponibilidade anual a produção já existente (nunca foi aplicado) e de incentivo ao investimento por 10 anos (aplicado em algumas novas hídricas). Ainda chegou a ser feito um único leilão substituto (2017). Espanha propôs em 2023 à CE voltar a usar um mercado de capacidade, nos novos moldes definidos pela CE.

justificação económica<sup>26</sup> (Portugal satisfaz o critério, mas Espanha não).

Agora, os **mercados à vista acoplados fazem automaticamente leilões implícitos da capacidade de interligação**. A energia flui do mercado de preço marginal mais baixo para o de preço mais elevado e se houver capacidade suficiente o preço converge para um único valor. Nem sempre isto acontece, aparecendo uma **renda de congestão** (energia exportada vezes o diferencial de preço entre o importador e o exportador) a partilhar igualmente pelos Operadores de Rede. Em qualquer caso, em relação aos valores de partida, o preço marginal no país exportador sobe e no importar desce. Este último **ganha sempre com a importação, ou porque substitui produção mais cara ou porque evita programar cortes de consumo por carência de produção própria** (caso de 2022, com prolongamento de estiagem e fecho precoce das centrais a carvão).

É também possível cativar capacidade firme de interligação por meio de **leilões explícitos de parte da capacidade disponível** (mensais, anuais). Os preços de fecho representam a expectativa do *spread* médio esperado entre os preços marginais do mercado diário de cada sistema. Na nossa fronteira é um contrato financeiro - *Financial Transmission Rights* – em que o comprador do direito recebe a diferença positiva entre os preços no mercado diário entre Portugal e Espanha no sentido da capacidade atribuída, independentemente do uso que resultar da interligação; na interligação Espanha – França o contrato é físico, mas sujeito ao princípio de “*Use-it-or-Sell-it*”, o comprador tem o direito de nomear o uso da capacidade conquistada ou de receber o *spread* positivo existente entre Espanha e França no sentido da capacidade atribuída.

No MIBEL há grande convergência nos preços marginais, o que não se verifica entre Espanha e França. A **convergência de preços não depende apenas da capacidade de interligação, mas também do perfil de oferta de produção e de procura de consumo** (onde se inclui o consumo para armazenagem) **serem proporcionais**. Portugal está muito bem interligado com Espanha e os perfis são algo semelhantes e **não se justifica antecipar investimento em novas interligações, se o seu custo incremental nivelado for superior à redução esperada no *spread* médio ponderado**, como se regista no presente. Para o mercado francês o *spread* tem sido bem mais elevado e a previsão é de continuidade (ver Figura 7 – direita), o que justificou a interligação caríssima por cabo submarino em corrente contínua pelo Golfo da Biscaia<sup>27</sup> (2000MW que faz passar a capacidade de interligação para 5000MW, 3000 milhões € e 518 milhões € de subsídio da CE). Recorde-se que se previa a construção de uma interligação de 400kV em linha aérea, pelos Pirenéus, para entrada em serviço em 1994, o que possibilitaria a importação por Portugal de 300MW de nuclear francesa durante 5 anos. Esta linha nunca foi construída, por oposição ambiental e económica do lado francês, o que fez cair o

---

<sup>26</sup> Com o grande crescimento da produção renovável, este critério não faz sentido, salvo se referido à capacidade existente no ano em que foi indicado. Em alternativa, deve-se adicionar a capacidade local de armazenagem à de interligação.

<sup>27</sup> CAPEX de 1500€/kW que compara com o projeto hidroelétrico do Alto Tâmega (Iberdrola), de 1150MW e que inclui 880MW de bombagem, com 1300€/kW. Estima-se que em Portugal o CAPEX dos reforços de rede de transporte, motivados por ligação de nova produção, e de interligação seja de 315€/kW.

contrato referido (e também parte de um contrato de importação por Espanha). Apenas em 2015 entrou em serviço uma ligação em cabo e corrente contínua, aproveitando o túnel para o comboio, e agora a referida prevista submarina para 2028! Tudo isto ilustra que **a expansão das redes de transporte pode constituir uma restrição relevante à dispersão de produção renovável, de pouca densidade energética, o que vai justificar procura de alternativas menos exigentes em rede** e maior proximidade de produção – consumo.

Na Figura 8 (esquerda) mostra-se a evolução do saldo importador nacional, desde 2000. A nossa pequenez, em comparação ao sistema espanhol, tornou sempre mais fácil encontrar alguma produção disponível e economicamente vantajosa, o que justifica sermos **quase importadores sistemáticos**. A exceção de 2016 a 2018 deveu-se meramente a uma **aplicação em Espanha de impostos à produção espanhola para recuperação do défice tarifário acumulado** que, claro, os produtores transmitiram nas ofertas ao mercado. Esta vantagem “competitiva” inesperada para a produção nacional – **windfall profits** ou lucros “caídos do céu” – conduziu o nosso governo a legislar um mecanismo de *claw back* equilibrador desse benefício. Mostra que, para além de diferenças nas opções tecnológicas, uma simples taxa pode alterar muita coisa, como foi também o adicional posterior aplicado em Portugal às centrais a carvão com o propósito de as tornar menos competitivas e acelerar o seu fecho.

O ano de 2023 é o recordista do período, com um saldo importador de 20% do consumo à emissão para a rede. Dado a melhoria da hidraulicidade, relativamente a 2022, e entrada em serviço de boa parte do projeto Iberdrola do Alto Tâmega, o risco de não satisfação do consumo baixou e deve considerar-se um resultado de **otimização económica**. Na Figura 8 (direita) apresenta-se o valor ponderado capturado em mercado pelas CCGT's nacionais, importação, no total e separada por importação simultânea com produção nas CCGT's ou não, e ainda de exportação. Conclui-se que: **as importações foram mais baratas do que a produção nas CCGT's nacionais**, também evidenciada nas simultâneas com essa produção (70% das importações, mas nem todas suportadas em CCGT's espanholas); as exportações foram feitas, como habitual, em horas mais valiosas do que as importações, tirando partido da armazenagem e flexibilidade do sistema hídrico. Tudo indica que **os Produtores térmicos nacionais preferiram esperar apoio do excesso atual de capacidade de produção espanhola** (fator de utilização das CCGT's espanholas de 17%) e que **não quiseram arriscar compras adicionais de gás em spot**, para além dos contratos a prazo vantajosos que dispõem, para uso em CCGT's (fator de utilização nacional de 24%, que passaria para 49% se produzissem a importação simultânea e para 60% se substituíssem toda a importação, valor ainda dentro da capacidade desta tecnologia). Estas centrais, que geralmente fixam o preço marginal, não têm garantia de recuperação dos custos fixos. **Foi mais cómodo importar e o sistema poupou uns 123 milhões €** (14,3€/MWh), valorizando a produção adicional em CCGT

pelo valor médio indicado<sup>28</sup>.

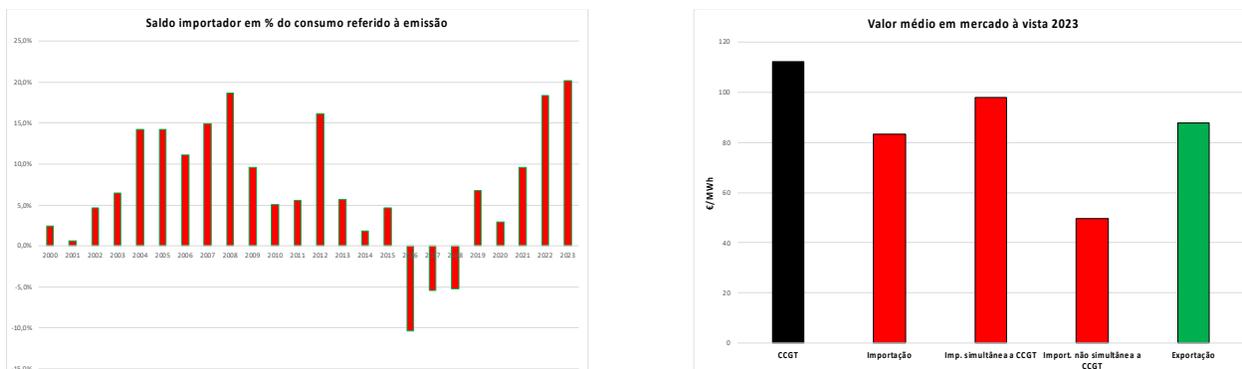


Figura 8 – Histórico de saldo importador de Portugal e valores em mercado unitários em 2023 de: produção das CCGTs nacionais; importação; importação em simultâneo com produção pelas CCGTs e não simultâneo; exportação.

## 7. Mercado de retalho e o dilema da estabilidade de preço no consumidor

No presente existe um mecanismo de atualização da tarifa de energia para o Comercializador de Último Recurso, de possível aplicação trimestral, que prevê que no caso de desvios superiores ou iguais a 10€/MWh na previsão do preço médio, para o conjunto do ano às quais se referem as tarifas, deve ocorrer a atualização em 5€/MWh no mesmo sentido. Esta **preocupação de estabilização tarifária**, principalmente **para consumidores domésticos**, vem de trás: **limitação do aumento da tarifa a consumidores finais em baixa tensão à taxa de inflação esperada**, com possibilidade de repercussão nos anos seguintes em que haja excedente de custo e até 5 anos. Acontecem sempre desvios nas previsões de um ano, para fixar tarifas para o ano seguinte. A aplicação de ajustamentos posteriores é normal e passa despercebida, quando de pequena monta.

Nos primórdios do setor, os **grandes desvios provinham da variabilidade anual da produção hídrica – volume, erro principal** - e foram criados mecanismos financeiros de regularização da tarifa, que criaram os primeiros défices<sup>29</sup>. A última solução - Correção de Hidraulicidade - terminou em 2017 (agora a variabilidade

<sup>28</sup> Em relação ao CO<sub>2</sub>, a maior produção nacional em CCGTs asseguraria que o custo correspondente destas emissões ficaria para a economia portuguesa.

<sup>29</sup> O Fundo de Apoio Térmico foi criado em 1960, para compensar o efeito da variabilidade hidroelétrica em custos variáveis de apoio térmico nos anos secos, acumulou défices e foi substituído por uma provisão no balanço da EDP – Correção de Hidraulicidade – em 1986 – e foi criado um adicional de 8% em todas as faturas de eletricidade para recuperar

afeta fundamentalmente os cash-flows destes produtores) e na atualidade e apesar do sistema ser maioritariamente de custos fixos, a **volatilidade de preços no mercado à vista – preço, erro principal** -, a intervenção governamental do lado da PRE, a existência de consumos a tarifa de venda regulada e a vontade política de a estabilizar, criou um novo tipo de défice tarifário.

Na Figura 9 (esquerda) estima-se o valor anual do custo da energia emitida para a rede de transporte pelo valor médio anual ponderado do preço no mercado à vista (até 2007, valores espanhóis) e o sobrecusto anual da PRE, componente principal dos CIEG, incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema. Até 2004 os preços médios no mercado à vista andaram na faixa dos 33€/MWh e a PRE ainda tinha pouco peso. Em 2005 e 2006 deu-se o salto para os 54€/MWh e como a PRE continuava com pouca expressão, **esta surpresa resultou do aumento do preço dos combustíveis**. Motivou a publicação do Decreto-lei 237-B/2006 que inaugurou este **novo modelo de défice, com permissão de securitização por venda a terceiros** (o que tornou a EDP na “banqueira” do sistema). O progressivo aumento do diferencial de custo da PRE, apenas tornado benefício em 2021 e 2022, devido ao enorme aumento do preço do gás, originou **grande acumulação de défice, com um máximo de 5080 milhões € em 2015, 80% do custo total estimado do sistema nesse ano. A subsidiação acumulada naqueles diferenciais da PRE, entre 2001 e 2023, representa uns 18 mil milhões €, em valores atuais, quase 3 anos de custo total do sistema**. Alguns dizem que há o benefício induzido pela redução do preço marginal no mercado à vista que afeta todo o volume de energia, mas esquecem a componente do *missing money*, que até 2017 praticamente não existia no sistema nacional, pois a quase totalidade da produção ordinária tinha os custos fixos reconhecidos (não incluídos nesta estimativa<sup>30</sup>, pagos via CAE e substitutos conhecidos por CMEC – Custo de Manutenção do Equilíbrio Contratual).

Na Figura 9 (direita) compara-se a variação anual do custo total unitário das verbas em análise com o índice de preços no consumidor. Claro que para o custo total do ano do mercado grossista é necessário juntar os custos fixos, nomeadamente de uso da rede de transporte e de distribuição (uns 1500 milhões €), que reduz um pouco as variações, mas mostra como **é difícil estabilizar o custo da componente de energia**, principalmente para Comercializadores retalhistas em mercado livre, com dificuldades de *hedging* a prazo de preço e volume, sem direito ajustamento posterior de desvios, privilégio apenas do Comercializador de Último Recurso. O **caso de 2023 é paradigmático dos erros de previsão**, pois a ERSE considerou um diferencial negativo semelhante ao de 2022, o que não aconteceu, e este desconto exagerado originou um acréscimo de défice para 2024 de 1717 milhões €. O consumo doméstico a tarifa regulada, que suporta a maioria do diferencial da PRE, tem alguma compensação por a PRE ser quase um custo fixo (se o preço de mercado grossista aumenta o diferencial

---

esse défice. A Correção de Hidraulicidade também criou défices até ter sido permitida, em 1991, a criação de uma almofada de capital para compensar as flutuações anuais.

<sup>30</sup> Como pouca da PRE origina redução de necessidade de *backup*, faz mais sentido fazer a comparação com base no preço médio de mercado, representativo dos custos variáveis do sistema.

reduz-se), efeito que pode não acontecer para o mesmo consumo em mercado livre, se o Comercializador antecipou compras no mercado a prazo para o ano e que se revelaram desfavoráveis (perda potencial de clientes e perda por revenda da energia sobrando a preços mais baixos). Já se referiu **ser boa altura para distribuir os custos anuais da PRE pelos consumos**, mais **estáveis do que o diferencial para o custo de mercado, e repor nas tarifas de acesso às redes a “pureza” original**.

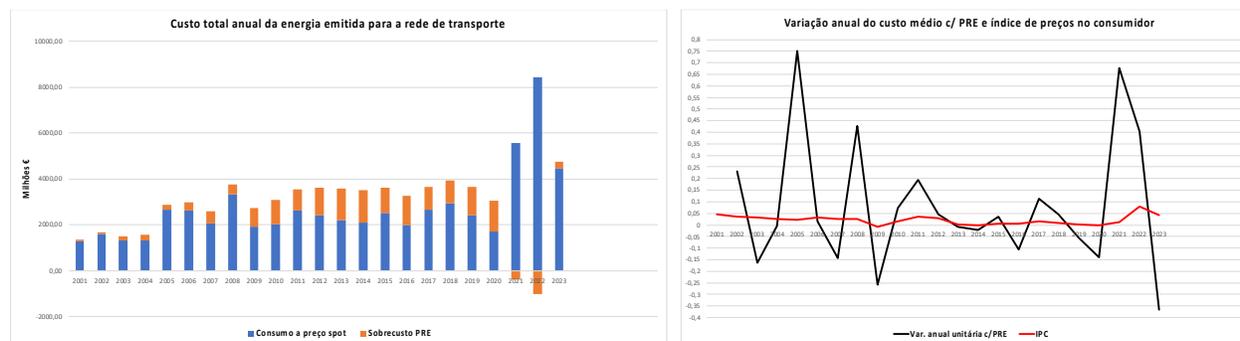


Figura 9 – Evolução do custo total anual de energia, valorizada pelo preço marginal médio ponderado e diferencial de custo da PRE, incluído nos CIEG (esquerda); variação correspondente dos valores unitários comparada com o índice de preços no consumidor.

E agora? A CE influenciada pela subida do preço do gás e impacto no preço de eletricidade no mercado à vista marginalista definiu medidas: de **proteção do consumidor de eletricidade de picos de preço** no mercado à vista de gás, indutores do aumento do custo variável das CCGTs, baseados no custo de oportunidade do gás e consequente pico no preço marginal de eletricidade; para limitar os lucros “caídos do céu” nas tecnologias inframarginais, compreensível numa situação de crise, pois os investimentos feitos para produção não fóssil e não emissora de CO<sub>2</sub>, remunerada pelo mercado livre, contaram com a projeção a prazo do seu preço “normal”; para **acelerar o suporte ao investimento em produção renovável e na flexibilidade de resposta do consumo e armazenagem**, tendo em vista **reduzir a volatilidade de preço no retalho e o acesso geral do consumo ao custo nivelado das renováveis intermitentes**, atualmente bem mais favorável, por meio de **maior contratação a prazo**.

## 8. Conclusões

A descarbonização acelerada do setor e a preferência por leilões para contratação a prazo de renováveis por CfDs (modelo substituto das tarifas feed in) e o desenvolvimento de PPAs corporativos (ambos com durações de 10 a 15 anos), **recomenda existência de planeamento do sistema produtor e multissetorial**, englobando os aspetos de segurança de abastecimento e as opções de menor custo da expansão a longo prazo para o consumidor.

A partilha de risco associado àquelas garantias de preço a prazo não minimizam a importância dos **mercados à vista marginalistas, essenciais para a otimização económica em cada hora e do uso das interligações**. Trata-se de uma concorrência entre tecnologias, com base nos custos variáveis e custos de oportunidade dos meios com capacidade de armazenagem, também relevante para colocação de excedentes renováveis, no local por armazenagem ou noutra país por exportação.

Mas o mercado à vista não assegura a recuperação dos custos fixos das térmicas marginais e como os mercados organizados a prazo têm pouca expressão, é prudente **premiar esta segurança por meio de um mercado de capacidade pan-europeu**. Espanha iniciou o processo para o seu relançamento, mas sobre Portugal nada se sabe.

O conforto de **leilões para contratação a prazo de tecnologias facilitadoras do net-zero não assegura que seja a melhor alternativa para minimizar o custo para o consumidor final**, como é o caso da eólica *offshore* flutuante e hidrogénio verde, pois apenas seleciona quem pede menor subsídio.

Embora comece a notar-se a vantagem e simplicidade negocial de PPAs financeiros até 10 anos, que o mercado a prazo alemão e OMIP procuram promover, os **mercados a prazo de futuros de eletricidade não têm conseguido ir além de contratações por 3 anos** (incluindo o alemão, o mais líquido), o que pode ser suficiente para *hedging* pelos Comercializadores a retalho, geralmente com ciclos de venda anual, mas não para promover investimentos em produção. Apesar das **pressões para alargar de 1 para 3 anos os leilões para atribuição de capacidade de interligação, para maior abrangência geográfica, e para revenda de CfDs no mercado a prazo, para transação em períodos mais curtos e mais adaptados à comercialização**, a tendência de crescimento efetivo vai mais para os leilões de CfDs e contratos corporativos PPAs, estes últimos com maior sucesso por risco de crédito reduzido por garantias de estado. Adicionalmente, o pequeno consumidor pode fazer algum *hedging* por meio de investimento em **fotovoltaicas de telhado** (e bateria para prolongar a energia solar para o período noturno).

Vive-se o **trilema: partilha de risco** entre investidores em produção e o sistema (CfDs) e corporações (PPAs), de forma a **reduzir o custo de capital e fomentar a descarbonização; proteger o consumo de picos de**

**preço marginal**, devido às volatilidades existentes e trauma com a recente subida de preço do gás, que “infectou” o preço do mercado diário de eletricidade; **desenvolver o mercado organizado a prazo e a capacidade de resposta do consumo ao preço marginal**.

O registo de **importações do sistema nacional bastante elevadas**, apesar de corresponderem a uma poupança, por evitar consumo de combustível (2023) e ainda programação de cortes de consumo (2022), **não deve servir para justificar mais capacidade de importação**, pois Espanha poderá não ter a mesma disponibilidade futura ou fazer-se pagar por ela, mas sim para o dimensionamento autónomo com nível de fiabilidade aceitável, combinada com a disponibilidade de importação competitiva de gás natural.

É de **evitar continuar a colocar nas tarifas de acesso o diferencial do custo anual da PRE remunerada para o custo estimado de abastecimento do consumo via mercado à vista**, valor volátil e que ocasionou a surpresa de défice tarifário em 2023, por baixa do preço de eletricidade, em relação ao previsto no final de 2022, e desconto excessivo nessas tarifas. Como o **custo da PRE é mais estável e quase um custo fixo do ano**, recomenda-se a **solução britânica de repartição proporcional de energia e custo pelo consumo**.

Estar mais dependente de **recursos que variam com as condições atmosféricas exige boa previsão dessa produção e flexibilidade** e com a futura redução de contributo da produção ordinária, os interfaces eletrónicos das renováveis e baterias têm de responder a condições equivalentes. O consumo poderá dar algum contributo, preferencialmente por resposta ao preço de postos horários tarifários bem calibrados, nomeadamente pela redução nas horas diurnas por elevada penetração fotovoltaica.

20

Sobre

**A SEDES**

A SEDES é uma das mais antigas associações cívicas portuguesas, operando, desde 1970, como um “think tank” independente, comprometido a pensar Portugal ao centro. A sua missão é promover o desenvolvimento económico e social do país, através de contributos especializados e plurais em vários setores das políticas públicas.

24