

Reflexão sobre a Evolução e Redesenho do Mercado Interno de Electricidade

Eduardo Catroga
Presidente do Conselho Geral e de Supervisão da EDP

Agradeço o convite que me foi dirigido por tão distinto “Fórum”. A minha intervenção abrange os seguintes aspectos que reputo importantes no tratamento do tema:

1. A Evolução da Convergência no Sector Eléctrico a nível da União Europeia e da Península Ibérica;
2. Condicionantes Estruturais que limitam a Convergência;
3. Implicações no Sector Eléctrico da Conjugação de Factores Estruturais com Conjuntura Económica Recessiva;
4. Ilações do Diagnóstico Estrutural para o Redesenho do Mercado Interno de Electricidade;
5. A Necessária Articulação dos Objectivos e dos Instrumentos de Política no Redesenho do Mercado Grossista.

1. A Evolução da Convergência no Sector Eléctrico a nível da União Europeia e da Península Ibérica

Começo por recordar que na actual União Europeia (EU) a **liberalização do Sector da Electricidade** começou no Reino Unido já no recuado ano de 1989. Justifica-se perguntar: **como estamos 25 anos depois?**

A Comissão Europeia (CE) seguiu esta iniciativa para criar um Mercado Interno de Electricidade, mas o Sector reagiu defensivamente a esta

intenção e à subsequente Directiva 96/92/CE¹, que entrou em vigor em 1998¹. Os objectivos centrais então definidos visavam:

- Preços competitivos por meio das forças de mercado;
- Um mercado unificado, contribuindo para uma União mais coesa.

O mercado grossista, ou seja, o que resulta da concorrência na produção e do comércio transfronteiriço via interligações, tem sido o instrumento central para o atingimento daqueles objectivos. Adicionalmente, o desenvolvimento do mercado de retalho, ao nível do consumo, progressivamente elegível para o mercado livre, completaria a estrutura desenhada.

A concorrência transfronteiriça que se iria desencadear, por intermédio de exportação e importação de electricidade, contrariaria as práticas então existentes, as quais eram baseadas em acordos bilaterais ou trilaterais entre os Operadores de cada sistema nacional.

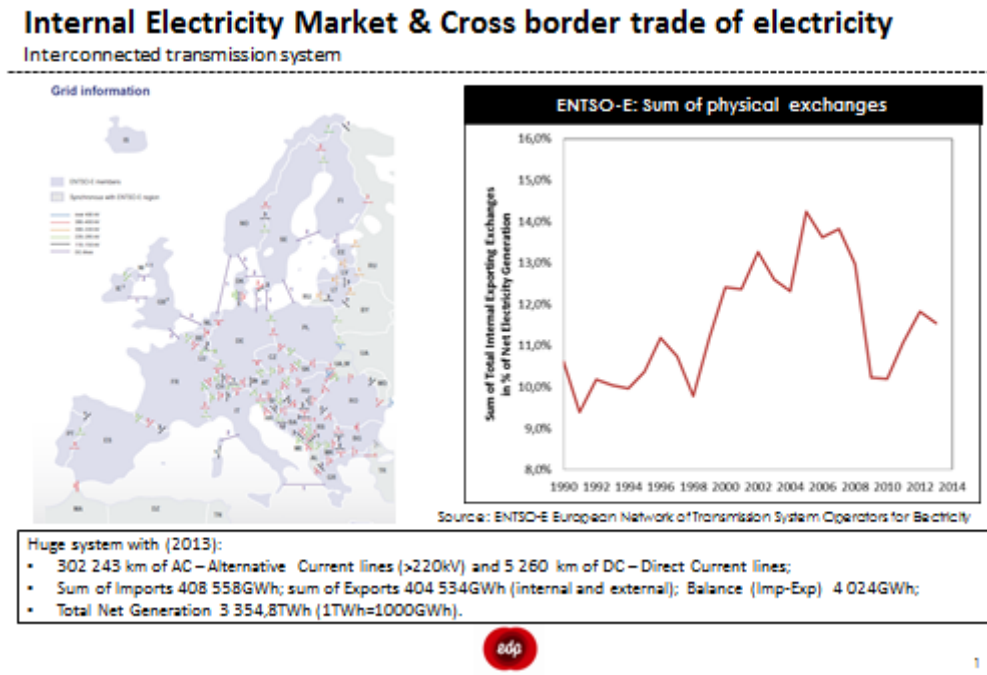
As empresas foram-se adaptando às novas regras, mas será que houve evolução relevante?

A resposta não é muito positiva. De facto o sistema interligado europeu (ocidental) representa hoje um consumo da ordem de 14 vezes o de Espanha, tendo o total de exportações físicas², em percentagem da produção fornecida à rede do conjunto europeu, crescido de uns 10% em 1990 para um valor perto de 14% em 2007. Nos anos mais recentes registou-se mesmo uma quebra, porventura em resultado da crise. (Fig. 1)

¹ Para além desta de 1996, publicou mais duas, em 2003 e 2009, e criou a ACER (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators) para uma efectiva coordenação entre reguladores e decisões regulatórias sobre o comércio transfronteiriço; patrocinou ainda a ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), associação de TSO (Transmission System Operators) com objectivo de harmonização de regras técnicas, avaliação da segurança do sistema interligado e desenvolvimento de planeamento integrado das interligações.

² Representa a soma de toda a energia fisicamente exportada. As trocas comerciais são um pouco inferiores, pois existem alguns fluxos físicos naturais entre os sistemas interligados. Alguma oscilação, entre anos, do nível de troca resulta tradicionalmente das condições hidrológicas.

Figura 1



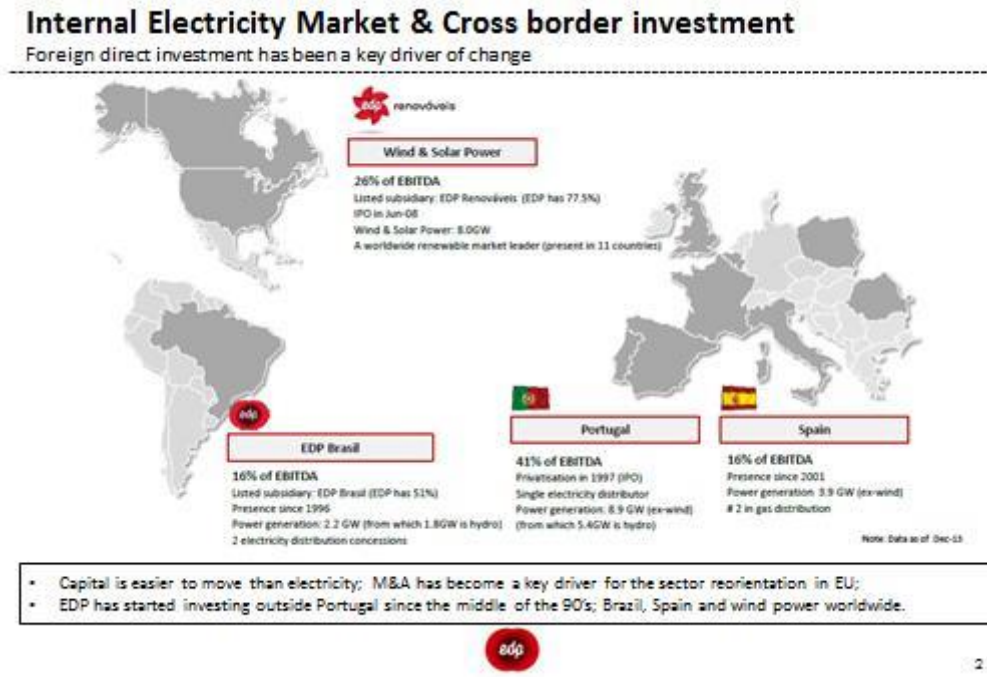
A evolução física é condicionada pelo facto de os fluxos de electricidade terem de respeitar importantes condicionantes técnicas³. Mas obviamente, em contrapartida, com o desenvolvimento do Mercado Interno, assistiu-se naturalmente a uma maior facilidade de movimentação de capitais.

De facto, **o fluxo de investimento transfronteiriço tem sido muito mais relevante e unificador do que o comércio transfronteiriço de electricidade**. Usando o exemplo da EDP, em 1990 operava apenas em Portugal e, presentemente, tem presença em 13 países. Aliás, com o crescimento anémico de consumo de electricidade na EU e o resultado esperado de medidas de eficiência energética faz parte da estratégia da EDP crescer em novos mercados, com principal relevo na fileira das renováveis. Faço notar que particularmente a nossa aposta em energia eólica, facilitada pelos objectivos gerais globais de descarbonização da produção de electricidade, estimulada por uma política de incentivos

³ Limites de capacidade e fluxos de potência naturais entre as redes resultantes das leis da física (conhecidos por *loop flows*).

políticos em vários países, possibilitou à EDP um crescimento internacional apreciável (Fig. 2).

Figura 2



Outro desenvolvimento marcante a nível europeu, foi a criação de mercados “spot” grossistas por países ou regiões - como é o caso do MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade entre Portugal e Espanha - os quais vieram tornar explícito o preço marginal de cada sistema.

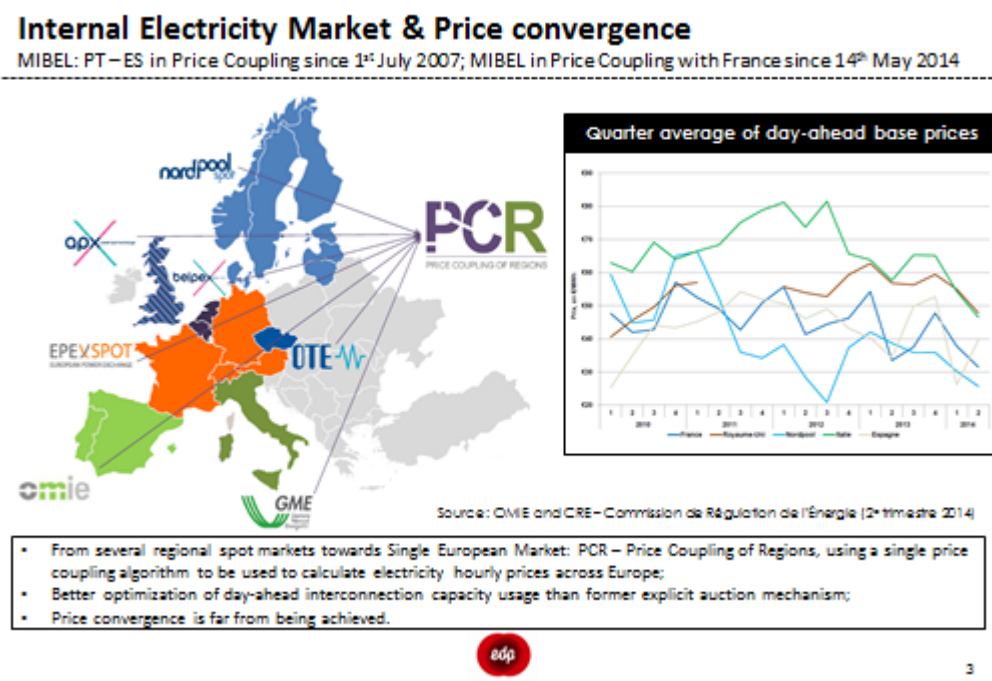
Ora, segundo a teoria económica, no modelo de concorrência perfeita, o preço marginal é igual ao custo variável de produção da última unidade chamada a funcionar para satisfazer a procura com custo variável mais alto. Se reflectirmos bem, conclui-se que **este modelo concorrencial corresponde, de facto, a uma concorrência entre tecnologias e não propriamente entre empresas.**

A que acresce outro factor relevante: de forma crescente, o preço marginal é determinado pelo aumento da quantidade de energia eléctrica produzida por tecnologias com custo variável praticamente nulo (renováveis, nomeadamente eólica e solar).

Na análise importa considerar outra vertente significativa: **será que se tem caminhado para uma convergência de preços no mercado grossista?**

Num mercado comum o grau da sua unicidade pode avaliar-se pela convergência de preços. Usando apenas os citados mercados “spot” grossistas, verifica-se que ela está longe de ser atingida. Com extremos de preço na média trimestral, por exemplo, em Itália nos 80€/MWh, e nos Países Nórdicos de 20€/MWh (Nordpool). No entanto, apesar da baixa capacidade de interligação entre Espanha e França, a amplitude dos preços grossistas é bem menor (Fig. 3).

Figura 3



2. Condicionantes Estruturais que limitam a Convergência

Para além das capacidades de interligação, a realidade estrutural evidencia que, os preços grossistas por países não são iguais também porque existem estruturas de custo diferenciadas, explicadas por vários factores estruturais: seja pela existência de impostos sobre a produção

(como é exemplo recente o caso de Espanha); seja por divergência no mix dos aparelhos produtivos; seja porque a natureza os potenciou com mais ou menos produção hídrica (caso marcante da Noruega); seja porque desenvolveram opções tecnológicas em graus de intensidade diferentes (como é o caso do parque nuclear em França já altamente amortizado ou o elevado volume de renováveis na Alemanha).

No mercado Ibérico, com início em 1 de Julho de 2007, o MIBEL passou a ser o instrumento para a optimização económica, em cada hora, da produção e do uso da capacidade de interligação disponível (via OMIE – Operador de Mercado Ibérico, pólo de Espanha). E, a partir de 14 de Maio de 2014, o MIBEL passou a funcionar em moldes semelhantes com França (EPEXSPOT). **Será que tal fez aumentar a convergência dos preços spot grossistas entre os países Ibéricos e a França?**

Quanto a Portugal e Espanha, presentemente, na maior parte das horas, os preços grossistas convergem para um preço único. Não era tanto assim em 2007 e 2008. A melhoria deve-se não só ao aumento da capacidade de interligação, mas também a uma maior proximidade de mix energético e tecnologias de produção térmica nos dois países.

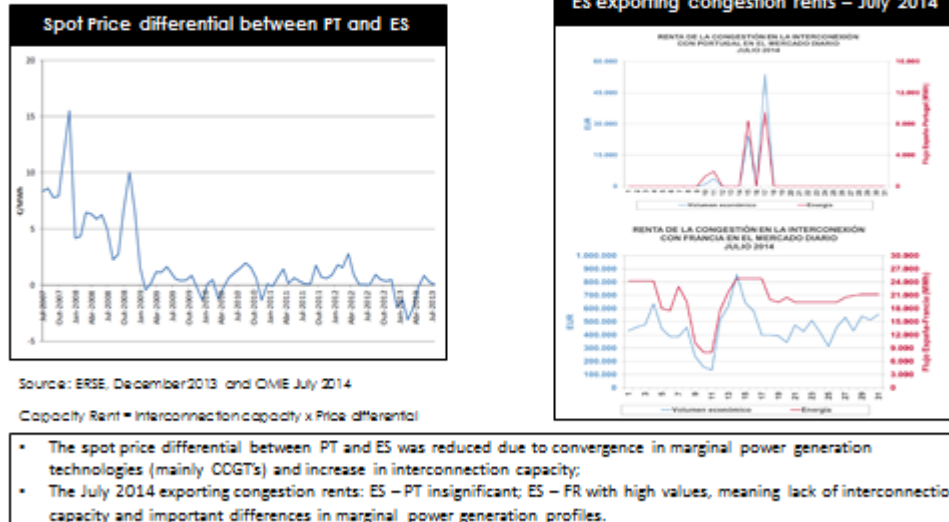
Na realidade, no campo dos princípios, quando a convergência de preços depende da importação ou exportação entre dois sistemas eléctricos, sempre que satura o uso da capacidade disponível de interligação surge uma diferença de preços. Esta diferença multiplicada por essa capacidade traduz-se numa **renda horária de congestão**, a qual é partilhada entre os Operadores⁴ e constitui um indicador importante como componente da valia económica do reforço da dita interligação. Assim, entre Portugal e Espanha esta renda é muito reduzida, mas não é o caso de Espanha – França. Tal situação **evidencia benefícios globais importantes com o acréscimo da capacidade de interligação entre Espanha e França** (Fig. 4).

⁴ O valor recolhido é partilhado por ambas as redes de transporte: ou para uso em reforço das interligações ou para redução da tarifa de acesso (Directiva EC 714/2009).

Figura 4

Internal Electricity Market & Interconnection Congestion Rents

MIBEL: PT-ES and ES-FR



4

Outra questão na análise estrutural e da evolução da convergência: Mas será que o acoplamento de mercados conduz, só por si, à convergência de preços?

A nível da União Europeia, quase 75% do volume dos mercados *spot* grossistas já funcionam de forma acoplada (através de algoritmos de otimização simultânea) e está-se possivelmente a caminho dos 100%, dentro do desígnio de integração completa e eficiente na utilização das infra-estruturas de interligação e de produção. Mas olhe-se para o segmento geográfico da Europa Central – Oeste (EPEXSPOT), já com mercados acoplados desde Novembro de 2010.

Na realidade, as estatísticas mostram que a convergência de preços tem vindo a diminuir (66% das horas em 2011, 46% em 2012 e 15% em 2013). E porquê? Na nossa perspectiva, **tal deve-se a uma divergência estrutural relativa no perfil da produção dos países envolvidos, para o que contribuiu o crescimento muito rápido de renováveis na Alemanha e efeitos consequentes na redução de preço “spot” local.** Neste caso, com o mercado marginalista determinado pelas renováveis, pode-se facilmente atingir preços spot próximos de zero ou mesmo negativos (como na

Alemanha, o que representa a oferta de pagamento para continuar a produzir).

Por outro lado, importa frisar que, **o acoplamento do MIBEL com França evidencia já uma utilização mais otimizada, apesar da pequena capacidade (no máximo uns 1300MW⁵) de interligação disponível. Mas está longe da quase perfeição de convergência diária que se regista entre Portugal e Espanha.** Conclui-se que o acréscimo previsto daquela capacidade de conexão será muito positivo, quando concretizado.

A respeito da conexão entre as redes de Espanha e França, parece agora existir uma vontade política mais reforçada na concretização do objectivo. Na sequência do acordo positivo do último Conselho Europeu⁶ já se fala em se atingir 8000MW em 2020, e o acordo firmado entre os Operadores (REE, RTE e REN) vai, por certo, estudar a evolução desejável até 2030⁷. O que irá naturalmente contribuir para maior convergência e consequente redução nas rendas de congestão Espanha – França. Mas não poderemos, contudo, ignorar o impacto, no sentido contrário, das diferentes estruturas da produção eléctrica entre os países ibéricos e os alémpirinéus.

Outro plano: O que tem acontecido a nível da convergência a nível dos preços de retalho? Nestes a convergência na UE tem sido ainda mais baixa, o que se explica por um conjunto de factores específicos de cada país. São exemplos, diferentes políticas de repartição dos custos de acesso às redes de transporte; taxas de remuneração diferentes dos activos regulados, influenciadas pelos riscos de cada país; custos políticos diferenciados, considerados de interesse económico geral, repercutidos nas tarifas; níveis de fiscalidade no consumo.

⁵ Refere-se a 2013 e representa 1,3% da potência espanhola instalada (peninsular) ou 3,2% da ponta de consumo de Espanha (peninsular). Claro que em termos totais europeus haverá que considerar a capacidade com Portugal, o que faz subir aqueles números para, respectivamente, 3,6% e 9,2%. A nova interligação, em corrente contínua, com entrada em serviço em 2015, Baixas – Santa Llogaia, acrescenta mais 1400MW, grosso modo duplica a capacidade Espanha - França.

A capacidade máxima de interligação Portugal – Espanha é, também referida a 2013, 2400MW e representa 13,2% da potência instalada (peninsular) ou 28,9% da ponta do consumo (peninsular).

⁶ Pedindo um objectivo mínimo de 10% para 2020 e 15% em 2030.

⁷ Fonte: El Economista, 2014-10-27.

Mas mais relevante ainda é a elevada discrepância de competitividade – custo da europa a nível internacional, influenciando negativamente e globalmente a competitividade relativa. Por exemplo, o preço do gás na UE⁸ para a indústria é de três a quatro vezes maior do que nos Estados Unidos, a Índia ou a Rússia; 12% mais caro do que na China, mas similar ao Brasil e mais baixo do que o Japão. Isso explica, em parte, o facto de o preço da electricidade para a indústria na UE (antes de isenções fiscais ou de tributação para as indústrias de utilização intensiva de energia) ser, hoje superior em mais de duas vezes que o dos EUA e Rússia, e 20% maior que o da China, mas 20% inferior ao do Japão.

É sabido que os recentes desenvolvimentos na produção de gás de xisto nos EUA são um factor explicativo fundamental deste diferencial de preço da energia. Mas existe outro factor importante que ajuda a explicar o fosso cada vez maior entre os EUA e a Europa, no que se refere ao preço da electricidade: a política industrial e fiscal de apoio às energias renováveis diferenciadas da europeia. Assim, enquanto as tecnologias de produção de energia eléctrica, com recurso às energias renováveis nos EUA, são suportadas principalmente por meio de incentivos fiscais e financeiros pagos pelos contribuintes americanos (créditos fiscais ao investimento /produção e outros incentivos financeiros públicos), na Europa o apoio às energias renováveis é, na quase generalidade, suportado através da factura de electricidade, ou seja pelos consumidores europeus.

Não se afigura, pois, possível no curto-médio prazo uma tendência para a convergência de preços da electricidade no retalho entre os EUA e a Europa. No entanto, esta desvantagem competitiva europeia não se repercute ainda na balança de transacções de bens entre UE – EUA. A explicação poderá residir no facto do sector industrial da EU, como aliás o do Japão, ter, em média, uma menor intensidade energética e gerar um mais alto valor acrescentado. E também de, em muitos países europeus, as indústrias estarem isentas do pagamento do complemento do preço

⁸ De acordo com os dados da Comissão Europeia publicados em 22 de Janeiro de 2014, "Perguntas e respostas sobre o relatório sobre os preços".

das renováveis, beneficiando, por outro lado, do impacto depressivo das renováveis nos preços “spot”.

3. Implicações no Sector Eléctrico da Conjugação de Factores Estruturais com Conjuntura Económica Recessiva

Na reflexão sobre o redesenho do mercado grossista a nível da EU não se podem ignorar os factores que implicaram uma destruição de valor no sector eléctrico europeu. Assim, **segundo a revista “The Economist”,** de 12 de Outubro de 2013, o sector **perdeu meio trilião de euros de valor em bolsa** (Fig. 5). Tal não foi apenas resultado da crise económica global, do choque energético (desastre de Fukushima, gás de xisto nos EUA, descida de custo das tecnologias renováveis), da pressão regulatória (impostos ad-hoc, aposta excessiva em tecnologias imaturas), ou do comportamento do consumo (eficiência energética, autoprodução).

É também fruto da própria estrutura do mercado grossista e dos pressupostos europeus quanto ao mercado de CO₂. Este fracasso traduziu-se no colapso do ETS – EU Emissions Trading System, com as implicações que acarreta no enfraquecimento do objectivo de descarbonização da indústria (como é o caso de protelar a substituição de velhas centrais a carvão).

Figura 5

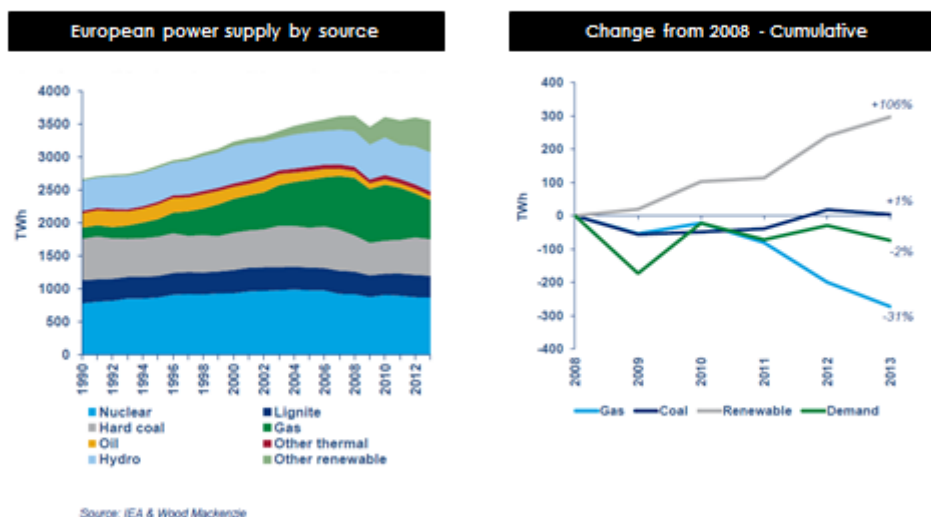


Efectivamente, o cenário de procura deprimida nos últimos seis anos evidenciou que a aposta política europeia de investimento nas energias renováveis, dentro do objectivo de descarbonização, nuns países mais do que noutros, mas no total com um acréscimo da ordem de 300TWh no período, implicou uma directa substituição de quantitativo idêntico das unidades térmicas, nomeadamente de centrais CCGT.

Figura 6

Change in context: Power sector has become “un-investable”?

Since 2008 renewables increase of 300TWh replaced the gas power generation in the same amount approximately



Source: IEA & Wood Mackenzie



6

De facto, as CCGT, com custos variáveis mais altos que as centrais a carvão (quer pelo efeito dos preços de CO₂ deprimidos, quer pela queda nos preços do carvão), passaram a ter utilizações muito reduzidas. O que é explicado tanto pela fraca competitividade relativa como também pela existência generalizada de excesso de capacidade instalada. Deste modo as CCGT por não terem a possibilidade de recuperação adequada de custos fixos por “mark-up” de preço, nos períodos de margem reduzida produção – consumo, ficaram remetidas a uma fraca utilização. Apesar de menos poluentes (cerca de 1/3) do que as centrais a cavão.

É de facto uma consequência, como explicado, da estrutura do mercado grossista. Na realidade, a estrutura da produção evidencia dois subconjuntos com características diferenciadas: por um lado, as

renováveis, com escoamento garantido ao consumo e sem risco relevante de capacidade, volume ou preço; por outro, as centrais térmicas tradicionais em mercado, apenas com acesso à procura sobrança e com uma enorme incerteza.

4. Ilações do Diagnóstico Estrutural para o Redesenho do Mercado Interno de Electricidade

Perante este panorama estrutural, que políticas a desenvolver a nível europeu? O sector está em dificuldades e os mecanismos de mercado mostram-se insuficientes para a necessária viabilização do investimento já efectuado, e, simultaneamente, para atrair novo investimento exigido pelos objectivos políticos de descarbonização.

Não há dúvida que tal é consequência do desenho actual de funcionamento baseado no mercado marginalista - “energy-only” (só há remuneração associada à energia produzida). A sua defesa técnica corrente assenta na tese, um tanto fundamentalista, de que os problemas do sector derivam em grande parte da sobre capacidade, cujo risco deverá ser assumido pelos investidores, ignorando-se a raiz das decisões políticas. Nessa óptica, entendem os seus defensores, que bastaria “deixar os mercados funcionar” para se retomar o equilíbrio a médio-longo prazo.

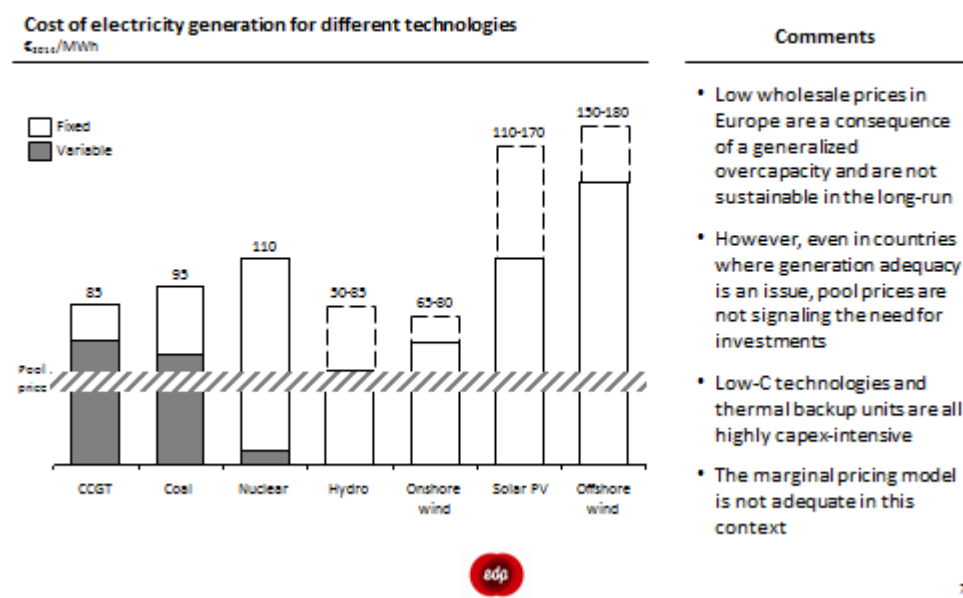
Mas será efectivamente assim? Como procurarei demonstrar, **o actual desenho de mercado não é o adequado para assegurar o cumprimento dos objectivos actuais e futuros de política energética.**

Presentemente é fácil constatar que **os preços do mercado marginalista, só por si, não conseguem cobrir os custos económico-técnicos totais de nenhuma tecnologia de produção** (Fig. 7).

Figura 7

Energy-only markets: not adequate to remunerate any technology

Spot market with marginal pricing are not fit for the decarbonization purpose



Sublinhe-se que mesmo nos países onde não há sobre capacidade, e, onde pelo contrário, é necessário atrair investimento (caso do Reino Unido ou da Bélgica), os preços de mercado não sinalizam esta necessidade. É paradigmático o caso presente do Reino Unido a tomar medidas de excepção que o mercado não consegue sinalizar.

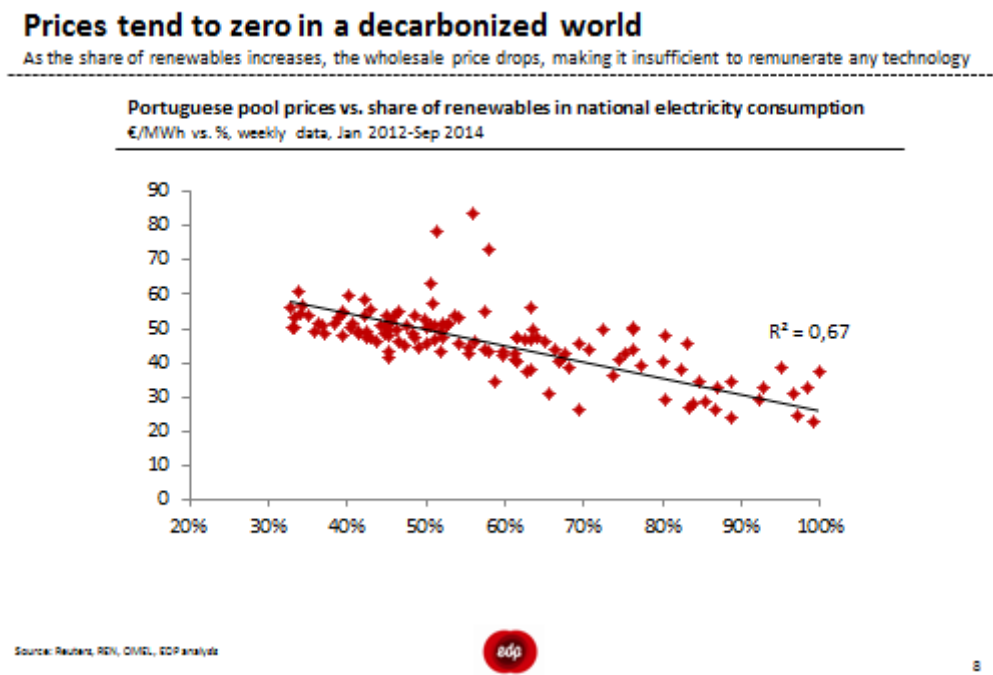
Note-se ainda que os objectivos de descarbonização requerem investimentos de um determinado perfil: tecnologias de baixo-carbono, todas elas muito capital-intensivas, com custos variáveis muito baixos, ou virtualmente nulos. Desde logo, na geração, com as renováveis e o nuclear. Mas mesmo as próprias centrais térmicas, caracterizadas historicamente por uma gestão na base de custos preponderantemente variáveis, assumiram (e assumirão) um papel crescente de *backup*, logo com baixos graus de utilização. Pelo que deverão ser essencialmente, também elas, geridas numa óptica de custo fixo.

Aliás, também as interligações e as tecnologias de armazenamento, necessárias para a gestão da intermitência, implicarão igualmente custos

fixos acrescidos, sendo em geral activos regulados. Como igualmente acontecerá, noutros segmentos da cadeia de valor, com os investimentos que virão a ser exigidos pela inovação tecnológica (exs: mobilidade eléctrica, *smart-grids*, micro-geração distribuída, eólica off-shore, etc.). Um novo grupo de factores estruturais a ponderar adequadamente nas actividades reguladas.

Neste contexto de uma crescente componente de custos fixos no sistema eléctrico, o modelo grossista de preços marginalistas deixa de fazer sentido, pois os custos marginais tendem para zero (Fig. 8).

Figura 8



Este raciocínio de economista não é teórico e está já hoje a ser sentido em muitos mercados, como é o caso do MIBEL. De facto, à medida que o peso das renováveis aumenta no sistema, os preços “spot” caem, tendo-se, aliás, já registado dias inteiros com **preços nulos** na Península Ibérica. Em mercados como a Alemanha, ocorrem, mesmo, preços negativos (pagar para produzir). Preços nulos reflectem custos variáveis nulos; mas não são obviamente adequados para remunerar nenhuma tecnologia, não sendo portanto sustentáveis no longo prazo.

5. A Necessária Articulação dos Objectivos e dos Instrumentos de Política no Redesenho do Mercado Grossista

Na reflexão sobre a alteração que se impõe e sobre o modelo de mercado para o sector, é importante distinguir entre **os *objectivos de política energética***, e os ***instrumentos que devem ser adoptados*** para assegurar o seu cumprimento.

É um facto que os *objectivos de política energética* se têm vindo a alterar, ao longo do tempo, nomeadamente:

- **Anos 90, liberalização do sector eléctrico.** Nessa altura, o foco era a introdução de concorrência e a optimização da utilização da infraestrutura existente.
- **No plano europeu, definiram-se em 2007, e com o horizonte 2020, os *objectivos “20 – 20 – 20”***⁹. Nesta perspectiva, os desafios que a UE tem procurado conciliar no domínio da energia incluem questões como: as alterações climáticas; a dependência externa; a segurança de abastecimento; e a competitividade.
- **No último Conselho Europeu de Outubro de 2014, os *objectivos*** (base 1999) foram reformulados, dentro dos mesmos desafios, aprofundando o nível de descarbonização para se atingir os 40% em 2030, com uma quota global de 27% para as renováveis e também para a eficiência energética.

Em particular, estes últimos desafios conduzem, pelo menos a prazo, à necessidade de atracção de investimento, seja pelo esgotamento dos actuais activos de produção térmica, seja pela necessidade de introdução de tecnologias de baixo carbono. Assim sendo, a conclusão é só uma: há que **adaptar os instrumentos de política para servir estes *objectivos***.

É por isso que se torna indispensável reflectir sobre uma **reforma de fundo do modelo de mercado para uma adequada remuneração dos sistemas electroprodutores. Evoluíram os *objectivos políticos* definidos**

⁹ Redução de gases de efeito de estufa em 20%, tomando por referência 1999; alcançar uma quota de 20% em produção renovável; melhoria da eficiência energética em 20% (não obrigatório).

pelos poderes políticos. Mas, no entanto, os instrumentos de política energética não se alteraram. Exige-se, por isso, adaptar os instrumentos para que os objectivos possam ser alcançados.

Do exposto resulta que se torna indispensável reflectir sobre uma **reforma de fundo do modelo do mercado grossista para a remuneração adequada dos sistemas electroprodutores.**

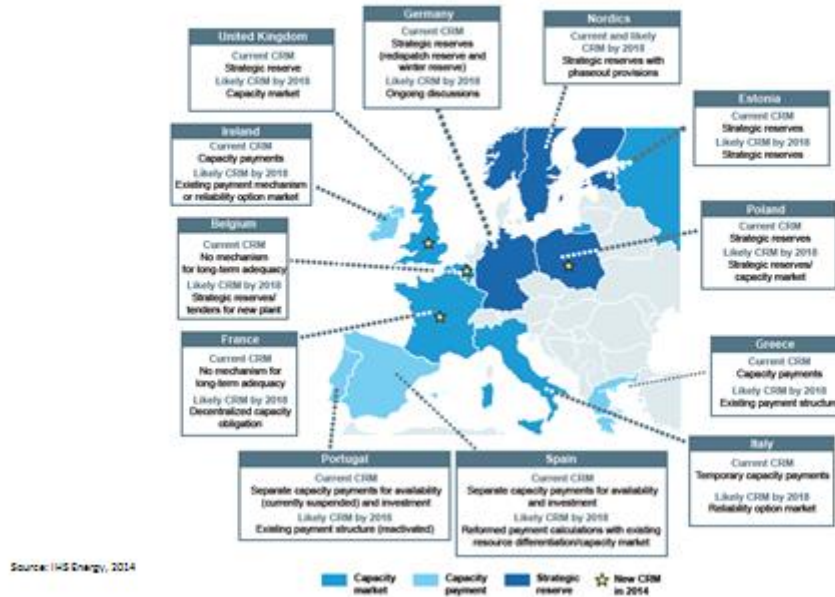
E há que pensar tanto no curto-médio prazo como no longo prazo.

A procura de solução de curto prazo é já hoje uma realidade no debate europeu. Trata-se de introduzir **mecanismos de remuneração da capacidade (“*capacity payments*”)**, que um número crescente de países está a adoptar ou a ponderar introduzir (Fig. 9). Estes mecanismos têm uma boa fundamentação teórica, apesar de lhes faltar ainda o carácter de uma certa harmonização a nível Europeu, pois aparecem como políticas nacionais, desgarradas do compromisso de convergência, de regras e da concretização do Mercado Interno de Energia. Traduzem, porém, um primeiro passo na necessidade de adaptar o desenho de mercado face à nova realidade do sector e à especificidade dos investimentos necessários para o cumprimento dos objectivos de descarbonização e de segurança que a EU prossegue.

Figura 9

Wholesale market reform

Short term step: CRM – Capacity Remuneration Mechanisms



Mas tratando-se de uma política estrutural é indispensável pensar na definição do modelo objectivo de longo prazo. E, em função dele, definir os elementos que devem caracterizar uma necessária fase de transição a mais curto/médio-prazo.

Começamos pelo modelo desejável de longo prazo. **Que exemplos concretos nos podem servir de inspiração?**

Países tão diferentes, como os EUA, o Reino Unido, o Brasil e a África do Sul já praticam soluções concorrenciais para contratação de geração de longo prazo. No entanto, o Brasil é o melhor exemplo porque tem hoje uma estrutura semelhante à que a Europa pretende construir no futuro: segura, descarbonizada e competitiva. A EDP tem um profundo conhecimento do seu funcionamento, dado ser um operador local de referência há cerca de duas décadas.

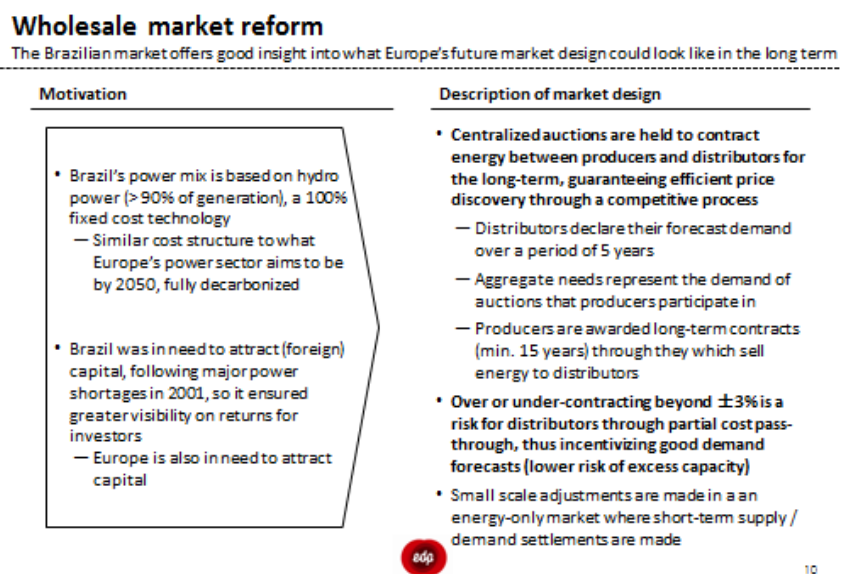
No Brasil, cerca de 90% da geração é renovável (hídrica), ou seja, baseada numa tecnologia limpa, com quase 100% de custos fixos. Como acontece hoje com a Europa, no início deste século o Brasil precisava de atrair capital, nomeadamente estrangeiro, para garantir a segurança de abastecimento, na sequência de racionamentos extensivos. A reforma bem-sucedida que empreendeu baseou-se essencialmente na contratação

de longo-prazo, conferindo estabilidade e visibilidade para os investidores, mas também, através da realização de leilões, procurando assegurar pressão competitiva e resultados custo-eficientes (Fig. 10).

Concretamente, aquando da decisão política de lançamento de nova capacidade de geração, por tecnológicas, diferentes promotores concorrem pela adjudicação de empreendimentos, participando em leilões dos quais resulta a atribuição de um contrato de longo prazo (15 ou 30 anos). Assim, a pressão competitiva existe concentrando-se no momento da adjudicação inicial que é quando ela de facto é necessária, dado que uma barragem (ou uma central térmica), uma vez construída, representar essencialmente um custo fixo pouco passível de otimização adicional.

Por essa via, assegura-se, também, uma correcta alocação de riscos: o promotor assume risco de construção, financiamento e operação, enquanto que os riscos exógenos, ligados ao ciclo económico ou a decisões políticas quanto ao mix energético, que os operadores não conseguem gerir, são socializados. Esta correcta alocação de riscos permite baixar o custo de capital, o qual, neste tipo de investimentos capital-intensivos, constitui a principal fonte de competitividade, o que se traduzira num menor custo em benefício dos consumidores.

Figura 10

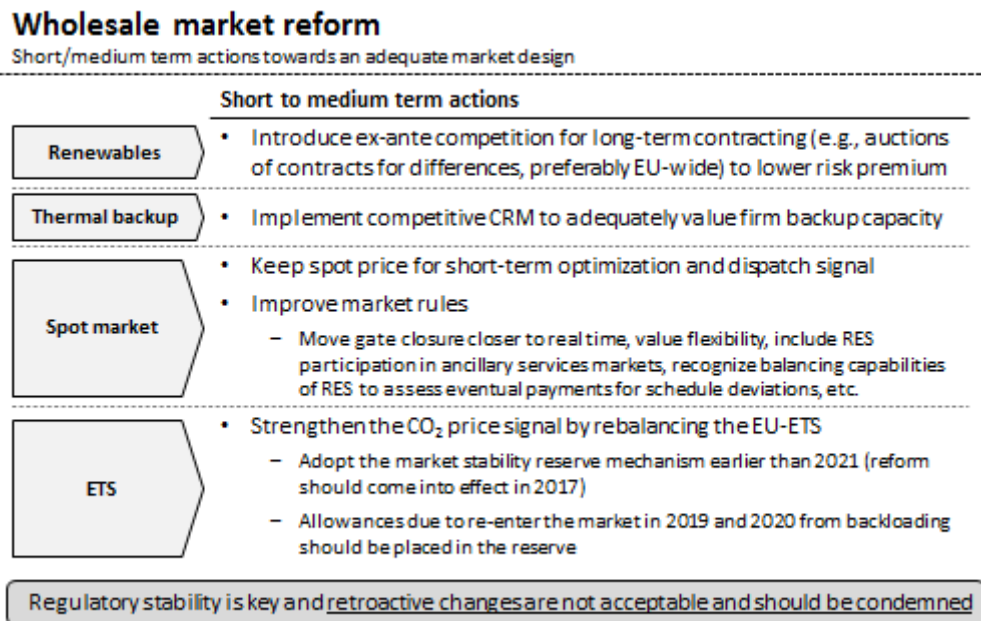


Analisemos agora, tendo como referência este modelo de longo prazo a prosseguir, quais os elementos a introduzir no actual desenho de mercado num horizonte de curto/médio prazo. Para além da introdução em curso de mecanismos de remuneração de capacidade, realçaria cinco grandes linhas de acção (Fig. 11):

- 1. Lançamento de mecanismos concorrenciais (nomeadamente leilões), a nível de países e regiões, e gradualmente a nível pan-europeu, sobretudo para a contratação a longo prazo, nomeadamente – no caso Ibérico – de renováveis.** Como referido, o factor chave de competitividade num sector cada vez mais baseado em custo fixos é o custo de capital, o qual se reduz, diminuindo o risco. O que exige uma contratação estável a longo prazo, sem prejuízo da pressão competitiva, concentrada no momento inicial da decisão de investimento, e não *ex-post* num mercado diário ao longo da vida útil da central.
- 2. Aprofundamento dos mercados “spot” para sinalizar o despacho óptimo das centrais, integrando-os cada vez mais a nível europeu.** Tal inclui a necessidade de valorização da flexibilidade, a aproximação do fecho destes mercados ao tempo real, para dar oportunidade de minimização de desvios por erro de previsão, e a participação das renováveis nos mercados complementares para ajuste de desvios.
- 3. Reforma do comércio Europeu de licenças de emissão (“ETS”), reforçando o sinal de preço do CO2.** O *backloading* é um passo importante neste sentido, mas não é o suficiente. O ETS necessita de uma reforma mais profunda, nomeadamente substituindo uma oferta fixa de licenças por uma oferta dinâmica, capaz de responder a variações do lado da procura.
- 4. Necessidade de se impor a estabilidade regulatória como elemento fundamental para garantir a confiança dos investidores.** As alterações retroactivas (de que a Espanha é um mau exemplo, degradando, com as medidas impostas ao sector, a imagem da Europa como espaço de estado de direito) devem ser firmemente reprimidas a nível da CE, o que não aconteceu neste ciclo.

5. **Definição de mecanismos que permitam à CE assegurar que os** objectivos de política energética sejam atempadamente atingidos, como, por exemplo, a concretização das interligações e o objectivo europeu dos 27% para as renováveis em 2030.

Figura 11



11

Penso que ao longo da minha exposição demonstrei que se impõe a reforma urgente do Mercado Interno de Electricidade. Os reguladores e decisores políticos tendem a subestimar hoje esta necessidade de reforma do mercado, nomeadamente em contexto de sobrecapacidade que caracteriza actualmente a generalidade dos países Europeus. Contudo, os agentes políticos apressam-se a intervir quando confrontados com a necessidade de atrair novo investimento (ou evitar que as actuais centrais fechem) para satisfazer nova procura ou para garantia de “back-up”. A dura realidade demonstra que o actual modo de funcionamento de mercado não o consegue fazer, só por si.

Este é o caso evidente do Reino Unido, país que, por necessidade de atrair investimento de baixo-carbono, adoptou uma reforma profunda

no mercado de electricidade (Fig. 12). Em termos gerais, a reforma engloba quatro vectores principais:

- Implementação de **contractos por diferenças** para remunerar tecnologias de baixo carbono (nuclear e renováveis). São contractos de longo prazo estabelecidos entre os geradores e o Governo, que eliminam o risco de preço de longo prazo.
- Adopção de **mercados de capacidade**, com o primeiro leilão de capacidade a ser realizado este ano.
- Definição de um **preço mínimo para o CO₂**, para aumentar a visibilidade e estabilidade de longo-prazo.
- Definição de **standards de emissões** que basicamente impedem a construção de novas centrais convencionais a carvão sem captura de carbono.

Figura 12

Wholesale market reform

UK's Electricity Market Reform is an example of a structural shift towards average pricing

Main measures from the UK's Electricity Market Reform

<p>Contracts for Difference (CfD)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • FIT with Contracts for Difference for new low-carbon generation (average pricing) • Long-term contracts between generators and Government • First contracts in 2014 with administratively-set prices • Auctions for CfD strike price in 2017 	<p>Capacity markets</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Capacity auctions to be held 4 years in advance to ensure generation adequacy (quantity-based instrument) • Resulting capacity payment will be paid by suppliers to generators • First auction in 2014
<p>Carbon price floor</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tax on fossil fuels based on their average carbon content • Provides greater certainty and support to the EU ETS carbon price • £15.70/ton in 2013, £30/ton in 2020 up to £70/ton in 2030 	<p>Emissions Performance Standards (EPS)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Discourages construction of new unabated coal-fired power stations through an annual limit of CO₂ emissions • Limit set at 450gCO₂/kWh



12

E a nível da União Europeia? Algo está a mudar, mas muito lentamente.

A própria Comissão Europeia, tradicionalmente defensora do mercado energy-only, parece começar a reconhecer as limitações do actual modelo. Com efeito, a CE aprovou recentemente: os contractos por diferenças

para as renováveis e nuclear, bem como o mercado de capacidade no Reino Unido; assim como a nova lei de incentivo às renováveis na Alemanha, confirmando a sua compatibilidade com as regras de auxílios de Estado. Foram passos decisivos, que abrem a via para reformas no sentido de maior previsibilidade e estabilidade do quadro regulatório. Esta é uma condição indispensável, nunca é demais repetir, para a atracção de capital que o sector necessita para fazer face aos enormes desafios com que hoje e no futuro se depara.

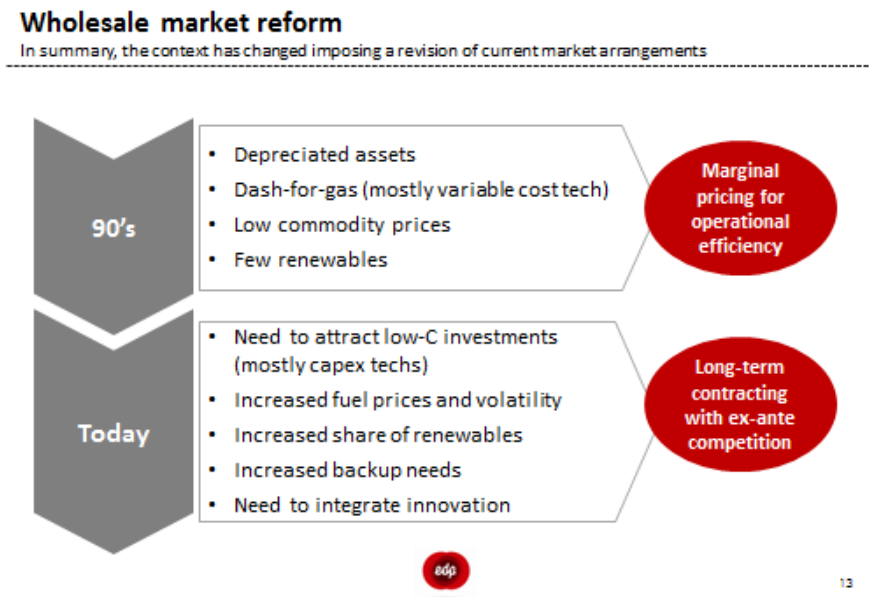
Em síntese, pode-se dizer que:

- Algo se avançou na integração dos mercados grossistas de electricidade e espera-se um novo impulso nesse sentido, com o previsto aumento das capacidades de interligação;
- A concorrência ao nível grossista, e também no retalho, passou a ser uma normalidade, embora a convergência perfeita de preços no espaço da EU não seja atingível no médio prazo, pelas razões estruturais apontadas;
- O sector está mais integrado também porque as empresas deixaram de ser nacionais e passaram a investir no espaço mais global da UE e mesmo mundial;
- O sector deu uma boa resposta aos objectivos políticos de descarbonização na UE;
- O sector tem suportado uma crise sem precedentes, induzida por vários factores mas também por uma obsolescência estrutural do funcionamento do mercado grossista, com mecanismos apropriados para o início da liberalização nos anos 1990, mas que se têm revelado crescentemente desadequados;
- O aprofundamento do objectivo político de descarbonização e de maior inserção de renováveis, com o correspondente aumento do investimento em tecnologias capital-intensivas, consolida ainda mais a alteração estrutural do contexto competitivo, o que obriga a uma revisão do actual desenho do mercado grossista;

- A inovação tecnológica deverá ser assumida politicamente pelos impactos em segmentos das actividades reguladas na cadeia de valor.

Em cada período, com a evolução dos objectivos, os instrumentos de política para os atingir têm que ser os adequados, evoluindo dinamicamente. (Fig. 13).

Figura 13



Eduardo Catroga, comunicação a convite do “Foro de la Nueva Energía”,

Sessão em Madrid, 4/11/2014