

CONSULTA PÚBLICA DO CONSELHO DE REGULADORES DO MIBEL ACERCA DE UMA PROPOSTA PARA UM MECANISMO DE GARANTIA DO ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

30 de Abril de 2007

Introdução

Na XXIIª Cimeira Luso-Espanhola celebrada em Badajoz nos dias 24 e 25 de Novembro de 2006, os governos de Portugal e Espanha decidiram requisitar ao Conselho de Reguladores uma proposta de mecanismo para a garantia do abastecimento, tendo em conta as especificidades de cada país, para apresentar antes de 31 de Maio de 2007.

É neste âmbito que se enquadra o documento de consulta pública elaborado pelo Conselho de Reguladores que agora se comenta. Neste sentido, é de destacar a boa prática que um processo de consulta como este supõe, em contraste com as intervenções no mercado que têm ocorrido ultimamente em Espanha e que conduziram o sistema e o mercado a situações distantes das óptimas. Neste sentido, e relativamente à garantia do abastecimento, é de realçar a recente supressão súbita do pagamento de GdP às centrais nucleares. Do ponto da vista do correcto funcionamento do mercado e da boa prática regulatória, esta decisão não é justificável.

O documento de consulta do Conselho de reguladores está estruturado em uma série de perguntas, cada uma delas com um texto introdutório. Assim, nas seguintes secções (estruturadas de acordo com as perguntas do documento original) comentam-se os textos introdutórios às perguntas (quando pertinente) e dá-se resposta a estas últimas.

1. Necessidade de um mecanismo da garantia do abastecimento

A questão da necessidade de um “mecanismo” de garantia do abastecimento (por exemplo, mercado/leilões/pagamentos pela capacidade) coloca-se no documento de discussão mais como a resposta a uma série de restrições aparentemente insolúveis do que como uma alternativa a um *energy-only-market* (entendido como um mercado no qual não existe qualquer “mecanismo” de garantia do abastecimento, e no qual se permite que o preço do mercado, dado pelo encontro entre a oferta e a procura, reflecta plenamente o correcto valor da energia, que inclusivamente possa reflectir em determinados casos que o valor da energia não fornecida).

Efectivamente, parece que a posição do Conselho de Reguladores implica aceitar a partida a impossibilidade de um *energy-only-market*, de modo que necessariamente tenha de ser introduzido um mecanismo para resolver esta situação. Assim, as restrições mencionadas pelo Conselho de Reguladores que fariam um *energy-only-market* impossível seriam seguintes:

- *A existência de preços máximos explícitos ou implícitos (associado a pressões por parte do regulador).*

Quanto aos preços máximos explícitos, a restrição estaria relacionada com o desenho do mercado¹, o qual é responsabilidade - pelo menos em parte - dos próprios reguladores. Quanto ao implícitos, a restrição viria pelo custo para os reguladores de que do mercado eventualmente resultassem preços muito elevados relativamente ao seu nível normal². Na realidade, ambas as exposições reflectem a mesma problemática, ou seja, uma falta de confiança/compromisso em relação ao mercado, que se traduz em um excesso de intervencionismo com as consequentes perdas de eficiência³. Assim, rejeitar à partida um *energy-only-market* corresponderia mais a um critério político que a um técnico, critério pelo qual um regulador não deveria fundamentar suas decisões.

- *A elevada volatilidade dos mercados de geração aumenta a aversão ao risco dos possíveis investidores em nova geração.*

O facto de que um mercado seja volátil não implica que não existirá investimento nele, apenas que a rentabilidade esperada pelos investidores será maior por assumirem um risco maior do que em outros mercados/sectores.

Não obstante, a volatilidade dos mercados não é o risco principal que um investidor enfrenta: é o risco regulatório. Isto deve-se a que:

- a qualidade (entendida como credibilidade e certeza) dos sinais de preço que um *energy-only-market* pode gerar é muito superior à que resultaria de qualquer outro mecanismo, no qual necessariamente terá que haver alguma intervenção exógena ao próprio mercado; e
- na medida em que esta intervenção é inevitavelmente imperfeita – ou até ineficiente⁴ - os efeitos podem ser muito negativos quanto ao risco percebido pelos potenciais investidores.

Como tal, o mercado a prazo não é a solução completa para os problemas mencionados pelo Conselho de Reguladores. Isto é devido a que o preço dos contratos a prazo num mercado concorrencial reflecte simplesmente o preço esperado no mercado à vista. Desta forma, a introdução de um mercado a prazo não tem consequências *a priori* no preço esperado no mercado à vista, persistindo as questões

¹ Um desenho de mercado com preços máximos tem de ser acompanhado necessariamente por um mecanismo de garantia do abastecimento que permita aos produtores recuperar a totalidade dos seus custos (incluindo os de investimento)

² Especialmente nos momentos em que a procura excedesse a oferta, nos quais afloraria o valor da energia não fornecida.

³ Por exemplo, perda de eficiência na forma de uma percepção de risco regulatório mais elevado pelos eventuais investidores em nova capacidade de geração, o qual seria um barreira à entrada de nova capacidade ou, pelo menos, induziria a que houvesse uma margem de reserva menor que a óptima. A experiência até à data com a discricionariedade com os pagamentos por garantia de potência em Espanha torna bastante plausível que o risco regulatório percebido pelos agentes para um futuro modelo de pagamentos administrativos seja considerado muito elevado.

⁴ Por muito sofisticado que seja um mecanismo, não é possível replicar adequadamente o que faria o próprio mercado, ou pelo menos não desvirtuar os seus sinais tanto em amplitude, como em oportunidade no tempo.

mencionadas pelo Conselho de Reguladores (alta volatilidade do preço à vista e, conseqüentemente, existência de preços máximos explícitos ou implícitos)⁵.

Em todo o caso, os contratos a prazo contribuirão para que os preços que chegam aos consumidores sejam mais estáveis, sem os picos de preços que ocorrerão eventualmente no mercado à vista (os picos do preço à vista continuariam a ocorrer mas seriam internalizados nos preços e/ou condições contratuais oferecidas pelos comercializadores - um comercializador pode transferir de forma eficiente o risco dos picos de preço aos consumidores, por exemplo, como um sobrepreço, uma condição de interruptibilidade, etc.). Nesse caso, ao estar contratada grande parte da energia, o regulador deveria estar menos preocupado “politicamente” e, com isso é previsível que diminua o seu incentivo a intervir no mercado.

Assim, um *energy-only-market* seria a solução mais eficiente para diminuir o risco percebido pelos novos entrantes, incentivar a entrada de nova capacidade quando resulte eficiente, otimizar a disponibilidade das centrais existentes e dar os sinais adequados aos consumidores. Adicionalmente, e na perspectiva da integração dos mercados europeus, *energy-only-market* nacionais facilitariam esta integração (sempre que as interligações estejam suficientemente desenvolvidas) ao evitar que diferenças nos sistemas de garantia do abastecimento resultem, na prática, que os consumidores de um país financiem a garantia do abastecimento dos seus vizinhos.

1) Tendo em atenção as características do sistema eléctrico ibérico, considera necessária a existência de um mecanismo de garantia de abastecimento?

Para responder a esta pergunta é necessário definir antes os objectivos a satisfazer. Entre estes deveriam ser incluídos os seguintes:

- O sistema tem que dar uma expectativa razoável da recuperação do investimento aos produtores.
- Têm que existir os incentivos para que os geradores estejam disponíveis naqueles momentos em que seja provável que, de acordo com seus custos, resultem despachados.
- Os consumidores têm que receber os sinais de preço de modo que possam otimizar as suas decisões tanto de consumo como de investimento.

Como já foi dito, a forma óptima de satisfazer estes objectivos é mediante um *energy-only-market*:

- O facto de se permitir atingir o valor da energia não fornecida aumenta a expectativa de receita (existe sempre uma certa probabilidade – maior ou menor de acordo com o consumo, a margem da reserva, etc. – de que em qualquer hora o preço do mercado reflecta o valor da energia não fornecida), constituindo-se esta expectativa num sinal para o investimento.
- Da mesma forma, as centrais têm um maior incentivo a estar disponíveis quanto maior seja a expectativa de receita (máxima disponibilidade nos momentos de

⁵ Além disso, se se introduzir um mercado a prazo com entrega física de forma a reduzir a quantidade de energia que vai ao mercado à vista, seria de esperar o aumento da volatilidade do preço à vista.

maior consumo, de menor margem de reserva, etc., realmente nos momentos de maior expectativa de receita).

- Os consumidores - adquirindo a sua energia directamente no mercado ou através dos comercializadores - receberiam sinais de preço claros com que otimizar as suas decisões, fomentando-se a contratação a prazo.

Adicionalmente, é importante indicar que um *energy-only-market* tem outros efeitos muito positivos, entre eles:

- Concede que todas as centrais recebem um pagamento relacionado com a sua potência firme *real* (em contraposição a uma potência firme *estimada*).
- Evita que ocorram discriminações injustificadas entre diferentes tipos de tecnologias.

Todo o mecanismo que se proponha terá efeitos sub-óptimos com respeito à consecução dos objectivos descritos, tanto maiores quanto mais intervenção haja e mais restrições sejam impostas face a um modelo ortodoxo (por exemplo, adoptando um mecanismo de pagamentos administrativos mas restringindo a bolsa dos incentivos a um valor estabelecido com critérios políticos). Logo um mecanismo deveria ser contemplado unicamente caso seja realmente impossível implantar um *energy-only-market*. Ou seja, se não for adoptado *energy-only-market* então necessariamente terá que existir um mecanismo de garantia do abastecimento.

Os objectivos deste mecanismo deveriam ser os anteriormente descritos (recuperação do investimento, incentivo à disponibilidade nas horas de ponta do consumo, sinais ao consumidor). Como já foi dito, para que um mecanismo - independentemente de qual se trate - possa efectivamente lograr estes objectivos, é condição necessária que está posto em prática de forma ortodoxa, isto é, que o regulador o assuma e desenvolva em todos seus aspectos consistentemente, sem obviar ou intervir naqueles que lhe possam resultar mais onerosos. Isto implica, entre outros, o seguinte:

- O mecanismo de garantia do abastecimento não pode consistir na distribuição de um montante total limitado *ex-ante* por nenhum motivo (por exemplo, mitigar o impacto na tarifa).
- O mecanismo tem que remunerar a todas as centrais do sistema de forma não discriminatória. Assim, decisões tais como suprimir o pagamento de GdP às centrais nucleares não são compatíveis com um mecanismo correctamente desenhado⁶.

Se o mecanismo não for posto em prática de forma consistente, não serão atingidos os objectivos pretendidos - incluindo a ausência do investimento, desenvolvendo-se um parque de geração subóptimo (menor margem da reserva, preços mais altos no mercado, distorção no *mix* das tecnologias), uma procura ineficiente (tanto no consumo como no investimento) e potenciais alterações na operação óptima do parque de produção.

⁶ Neste sentido, é importante assinalar que o mecanismo que se ponha em prática estará correctamente desenhado na medida em que replique o que resultaria de um *energy-only-market*. Assim, em um *energy-only-market* todas as centrais receberiam o mesmo preço, através do qual recuperariam tanto o custo de operação como o de investimento, como o custo associado à disponibilidade (custos de O&M). Portanto, para que um mecanismo tenha os mesmos efeitos sobre o parque de produção este deverá aplicar-se a todas as centrais, sem nenhum tipo de discriminação.

2. Necessidades do sistema

2) Tendo em atenção a situação actual do parque produtor e da procura, assim como as previsões de instalação de nova capacidade de produção e o crescimento esperado da procura, e considerando as especificidades próprias de cada um dos sistemas, quais são as necessidades do sistema eléctrico para aumentar a garantia de abastecimento na Península Ibérica?

Actualmente parece existir uma certa preocupação sobre a composição do parque da geração no sistema eléctrico Ibérico. Mais concretamente, esta preocupação está centrada no elevado componente hidráulico de fio-de-água⁷ e eólico, devido à limitada capacidade de regulação destas tecnologias⁸.

Na realidade, o parque de geração desenvolvido será uma reflexão dos incentivos que existam ao investimento no mesmo:

- Num *energy-only-market* esta questão deixa de ser prioritária para o regulador, dado que é deixado no âmbito da determinação da oportunidade de investimento dos agentes a avaliação da firmeza da geração existente. Ou seja, na medida em que a potência instalada seja pouco firme existirá uma oportunidade de investimento em potência que, a ser firme, a própria dinâmica do mercado fará com que seja explorada. De facto, o preço de mercado nas horas de ponta será um sinal da firmeza da potência instalada, assim como da necessidade de investimento em potência firme adicional.
- Não obstante, ao optar por um mecanismo, no caso em que o desenho ou a posta em prática do mesmo não seja consistente/ortodoxa, poder-se-ão levantar problemas relativamente à composição do *mix* de geração que se desenvolve (excesso ou défice de algum tipo de tecnologia). Neste sentido, é importante assinalar que um mecanismo consistente/ortodoxo levaria a um montante de garantia de abastecimento superior ao que até agora teria sido recebido.
- Em todo o caso, se não se considerar um *energy-only-market*, na resposta à pergunta 5 é incluída uma proposta de mecanismo que reembolsa a garantia do abastecimento de acordo com a situação do parque de produção e da procura em cada momento.

É necessário ressaltar que em ambos os casos, *energy-only-market* ou mecanismo, pode acontecer que existam centrais que praticamente não trabalham qualquer hora no ano e que não obstante também contribuem para a garantia do abastecimento. Optando-se por um mecanismo, estas centrais deveriam também participar nele e de forma não discriminatória.

⁷ É importante separar a fiabilidade que aporta uma central hidráulica com albufeira de regularização (seguramente a tecnologia que mais fiabilidade aporta), da que aporta uma central de fio-de-água.

⁸ Aproximadamente um terço da capacidade instalada corresponde a estas tecnologias.

3. Medida da contribuição para a garantia do abastecimento (firmeza)

3) *Como pode o regulador medir e valorizar a contribuição dos produtores para a fiabilidade do sistema, tendo em conta as suas particularidades próprias (tecnologia de produção, disponibilidade, etc.)?*

A medida da potência firme é uma questão extremamente complexa e para qual é necessário considerar não unicamente as tecnologias/centrais de forma individualizada, mas também o resto dos incentivos para a operação das mesmas que derivem do desenho do mercado. Por essa razão, “medir” a potência firme que uma central pode aportar, pelas inúmeras variáveis que há que considerar, transforma-se num exercício em que existiria uma ampla margem de erro ou, mesmo, em que pode chegar-se a um grau de arbitrariedade importante face à simplicidade.

Assim, os proprietários de cada central estão em uma posição melhor do que o regulador (ou qualquer agente que este possa designar) para determinar a sua potência firme:

- Têm informação detalhada sobre suas produções históricas, disponibilidade dos recursos, riscos, etc.
- Têm conhecimento sobre as condições das suas instalações, possibilidade de melhorias e limitações de operação.
- Cai sobre eles e não em qualquer outro o custo da não disponibilidade da sua instalação, tanto por não receber o preço de mercado como pelas potenciais penalidades que se estabelecessem.

Evidente, em caso de estabelecer-se um sistema administrativo (títulos de capacidade, opções ou pagamentos administrativas) será necessário estabelecer um sistema de penalidades pelo incumprimento da potência firme declarada de forma que os geradores tenham incentivos para fazer a previsão de potência firme mais fiável possível.

4. Definição do produto de fiabilidade dos agentes produtores

4) *Estabelecidas as necessidades do sistema, como deverá definir-se o produto solicitado aos produtores de energia eléctrica para aumentar a garantia de abastecimento?*

É somente necessário definir um produto no caso que se optou por um mecanismo de garantia do abastecimento em vez de um *energy-only-market*. Novamente, a definição do produto tem conotações na eficiência do mecanismo que o fazem inferior face a um *energy-only-market*.

Assim, embora a definição do mesmo parecesse simples (do estilo de *potência firme que um gerador pode fornecer nos momentos de ponta*), não é tão simples a sua concretização:

- *Medição da potência*

(Ver a resposta à pergunta anterior).

- *Definição das horas de ponta*

No exemplo de um *energy-only-market*, as centrais teriam um incentivo forte a estar disponíveis naquelas horas em que a probabilidade de ocorrer um preço elevado fosse maior. Mais concretamente, uma central estaria disponível sempre que a margem esperada (preço de mercado esperado menos o custo incremental) fosse maior do que o custo incremental de estar disponível.

Assim, para replicar por meio de um mecanismo administrativo o que seria o comportamento eficiente num mercado, o regulador ver-se-ia enfrentado a tarefa de ter que definir - provavelmente *ex-ante* - as horas em que esta condição seria cumprida para cada tipo de tecnologia (ou inclusive para cada central). Evidentemente, o erro de estimação que se poderia chegar a incorrer seria muito significativo, com a perda consequente da eficiência e aumento do risco percebido pelos potenciais novos entrantes.

- *Controlo da entrega efectiva do produto*

A maioria de métodos de controle criam ineficiências (por exemplo, sobrecustos por testes da operação a pedido do OS, por inspeções aleatórias, etc.), ou mesmo distorções no despacho (por exemplo, condição para produzir um número mínimo de horas ao ano). Este problema do controlo da disponibilidade é especialmente significativo para as centrais hidroeléctricas, para as quais além da disponibilidade técnica seria necessário controlar a disponibilidade de energia.

Evidentemente, com esta série de limitações o resultado de um mecanismo seria necessariamente sensivelmente diferente do que resultaria de um mercado, com a consequente perda de eficiência e bem-estar social.

5. Definição do mecanismo de remuneração do produto

Tal como na introdução à pergunta 1, o documento do Conselho de Reguladores parece novamente excluir *energy-only-market* como alternativa para a garantia do abastecimento. De facto, no mesmo só são contemplado diferentes mecanismos, que são definidos de forma genérica:

- *Mercado de capacidade* - o regulador define o produto “capacidade”, determina a mesma para cada gerador e impõe obrigações de contratação sobre a procura.
- *Leilões de capacidade* – igual ao anterior, mas o regulador (ou o agente que este determine) actua como comprador único.
- *Pagamentos por capacidade* - o regulador completa todo o processo (define o produto “capacidade”, determina a mesma para cada gerador e fixa o seu preço).

Como já se indicou na resposta à pergunta 3, é mais aconselhável que sejam os próprios produtores a declarar a potência firme das suas centrais (com o incentivo de incorrer uma penalidade em caso de incumprimento) ao ter um nível de informação superior ao do regulador.

5) *Atendendo às experiências internacionais e às características particulares do sistema ibérico, qual considera que é a abordagem mais adequada para a definição do mecanismo de garantia de abastecimento?*

Como princípio fundamental, não se considera que nenhum mecanismo é superior a *energy-only-market* complementado com serviços que o Operador de Sistema defina. Substituir um *energy-only-market* por um mecanismo administrativo supõe sempre assumir *a priori* ineficiências e sobrecustos perfeitamente evitáveis.

Neste sentido, é importante precisar que mesmo o mecanismo alternativo com menor carga regulatória (*mercado de capacidade*) implica uma diferença potencial muito significativa relativamente ao que seria o resultado do mercado. Para demonstrar isto basta considerar as tarefas que o regulador teria que fazer:

- definir o produto “capacidade”,
- estimar e medir a “capacidade” de cada gerador,
- considerar a margem de reserva objectivo (logo necessariamente também a procura esperada),
- definir as obrigações de contratação da procura,
- estabelecer as penalidades.

Em qualquer caso, para não optar por um *energy-only-market* complementado por um serviço da disponibilidade do OS, seria razoável partir do esquema actual de Garantia de Potência (cujo nome deveria ser substituído porque não corresponde ao que se pretende, denominando-se, por exemplo, sistema de incentivos à disponibilidade), embora corrigindo as suas deficiências:

- O regulador define a potência firme requisitada, considerando uma margem de reserva de 20% (consistente com a mudança de *mix* que está ocorrendo e a penetração de energias não reguláveis). Dará garantias de que antes de mudar este valor o anunciará com, por exemplo, 5 anos de avanço.
- Cada gerador declara a potência firme que está disposto a fornecer, e pela qual receberá um pagamento por garantia do abastecimento .
- O regulador determina o pagamento por garantia do abastecimento baseado na diferença entre a potência firme oferecida e requisitada:
 - Se a potência firme total oferecida for igual à potência firme requisitada, então o pagamento é igual ao custo fixo anual de uma turbina a gás.
 - Se a potência firme total oferecida for menor que a potência firme requisitada, então o pagamento será igual ao custo fixo anual de uma turbina a gás aumentada proporcionalmente à diferença entre a potência requisitada e oferecida, até um determinado limite.
 - De forma similar, se a potência firme total oferecida for maior que a potência firme requisitada, então o pagamento será igual ao custo fixo anual de uma turbina a gás diminuída proporcionalmente à diferença entre a potência requisitada e oferecida, até um determinado limite.

Os pagamentos unitários associados a este mecanismo seriam revistos cada cinco anos com o objectivo de dotá-lo da estabilidade necessária para reduzir o risco regulatório percebido pelos potenciais novos entrantes:

- Especificar-se-á a forma de calcular todos os valores (custos da turbina, fontes dos dados a utilizar, etc.).
- As garantias ocorrerão do qual a mudança de todo o valor será anunciada com, por exemplo, 5 anos do avanço.
- É criado um sistema de penalizações associadas à indisponibilidade (incentivo à disponibilidade e a que os geradores façam uma declaração realística da sua potência firme).

Desta forma, o pagamento por garantia do abastecimento fica ligado ao excesso/defeito de potência firme total oferecida, dando assim um sinal claro à entrada de nova capacidade quando esta seja necessária e fazendo com que os consumidores não paguem por algo que não necessitem (os consumidores não têm que assumir o sobrecusto de um parque de produção com uma margem de reserva excessiva - ou seja, os consumidores não devem assumir o risco de investimento).

6. Participação da procura na garantia do abastecimento

6) Que mecanismos existem para incorporar e reconhecer a contribuição do produto do lado da procura? Como é que se mede esta contribuição? Como é que se podem compatibilizar os mecanismos de interruptibilidade com um mecanismo de garantia de abastecimento?

Do lado da procura há determinados consumidores com capacidade para contribuir para a garantia do abastecimento interrompendo o seu consumo nos momentos de ponta do consumo. Neste sentido, um *energy-only-market* com um sistema dos incentivos à disponibilidade do OS seria novamente superior a um mecanismo:

- Num *energy-only-market* os consumidores (ou os comercializadores com contratos de potência não firme) poderiam enviar ao mercado ofertas de compra da energia com um preço máximo. Ou seja não seria necessário estabelecer um mecanismo específico para a participação da procura interruptível.
- Se não se optar por um *energy-only-market*, terá que existir necessariamente um mecanismo administrativo específico para incorporar a procura no mercado. Novamente, um mecanismo será menos eficiente do que um *energy-only-market* e a percepção do risco para os novos investidores será superior (é introduzido risco regulatório). Em todo o caso, a optar por um mecanismo de garantia do abastecimento, o mecanismo de participação da procura teria que ser coerente com ele mesmo. No capítulo precedente foi descrita uma possível proposta.
- Em todo o caso, deve permitir-se que qualquer sistema que se desenvolva não fique restringido por uma limitação tão ineficiente como a que impede que o preço do mercado se estabelece pelo encontro entre a oferta e a procura.

7. Distribuição da receita pela procura

7 Uma vez definido o produto e o sistema de remuneração aos agentes que o disponibilizam, qual é o mecanismo para distribuir o pagamento pela procura?

Num *Energy-only-market* haveria uma causalidade directa entre o uso da capacidade e o pagamento da mesma. Esta seria sem dúvida a alternativa mais eficiente.

No caso de se optar por um mecanismo administrativo, este deveria de considerar uns pagamentos que replicassem em todo o possível aqueles que resultariam de um *energy-only-market*, de modo que os consumidores recebam os sinais de preço mais eficientes. Isto tem diversas implicações:

- Não devem existir diferenças em função do tipo de contratação da energia.
- *A priori*, o pagamento por capacidade será incluído nas tarifas (de acesso, integrais e, em seu caso, do CUR - todas definidas *ex-ante*). Assim, para fazer chegar ao consumidor o sinal será necessário que o pagamento seja feito principalmente através do termo de energia e nos períodos de máxima probabilidade de ponta da procura.

8. Mecanismo de garantia de abastecimento num mercado regional

8) *Considera possível definir um mecanismo harmonizado aplicável ao sistema ibérico?*

8.1) *As necessidades de aumentar a garantia de abastecimento em cada um dos dois sistemas eléctricos, em particular considerando a diferença existente actualmente na relação entre os valores de potência instalada e as pontas de consumo dos dois países, são comparáveis?*

8.2) *Em termos da definição de um único produto para o sistema ibérico peninsular, considera que é possível aplicar um mecanismo (e/ou um único produto) comum para ambos os sistemas? Que implicações pode ter a limitada capacidade da interligação eléctrica entre Espanha e Portugal?*

8.3) *Do ponto de vista da procura em ambos os sistemas, será possível estabelecer uma metodologia de repartição que seja comum a ambos os sistemas? Deve ser considerado algum tipo de diferenciação que tenha em consideração o grau de firmeza e/ou de suficiência apresentado por cada um dos sistemas?*

Actualmente, o sistema ibérico está sendo definido sob a forma de “*market-splitting*”, com um preço de mercado diferente de ambos os lados da interligação devido à limitação existente da capacidade da mesma. Assim, não teria sentido definir um sistema comum de garantia do abastecimento:

- A garantia é restringida pela capacidade da interconexão. Se não houvesse uma interconexão limitada seria possível um sistema comum, já que uma central daria a mesma segurança de abastecimento em ambos os países independentemente do país em que se encontrasse.
- Com uma interconexão limitada, um sistema único de garantia do abastecimento poderia ter as seguintes consequências:
 - Os consumidores no lado da interligação em que não havia défice da capacidade estariam financiando o défice de capacidade do outro lado da interligação, sem receber em troca uma maior segurança de abastecimento.

- O preço da capacidade no lado da interconexão com défice de capacidade nunca chegaria a reflectir o seu valor, pelo que não apareceriam os sinais adequados para o investimento em nova geração.

Assim, o sistema da garantia do abastecimento deveria ser separado de cada lado da interligação (incluindo os pagamentos que os consumidores devem fazer). Outra questão é que em ambos os lados da interligação o sistema de garantia do abastecimento deveria o mesmo, com o objectivo de avançar na integração de ambos os mercados e para evitar distorções (a) nas decisões de investimento e (b) que os consumidores de um lado da interligação acabem por pagar por conceitos de custo para que não existe causalidade. Assim, as alternativas mais viáveis seriam:

- *Energy-only-market* de ambos os lados da interligação.
- Um mecanismo como descrito na resposta à pergunta 5 de ambos os lados da interligação, em que o importador de energia (dependente do sentido da mesma) teria que fazer face ao pagamento associado à garantia do abastecimento.

Finalmente, é preciso considerar também que para a operação correcta do sistema será necessário dar uma solução apropriada aos seguintes aspectos:

- O efeito assimétrico que poderia ter o sistema de CMEC nos agentes, dado que os pagamentos fixos que este sistema incorpora para alguns produtores poderão criar problemas importantes nos sinais percebidos pelos agentes.
- A composição dos preços e as estruturas das tarifas do gás para CCGTs, na medida em que as diferenças existentes poderiam introduzir distorções no uso e/ou no desenvolvimento deste tipo de centrais de ambos os lados da interligação.

CONSULTA PÚBLICA DE REGULADORES DEL MIBEL SOBRE GARANTÍA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

07 de mayo de 2007

Introducción

En la XXIIª Cumbre Luso-Español celebrada en Badajoz los días 24 y 25 de noviembre de 2006, los Gobiernos de Portugal y España decidieron encargar al Consejo de Reguladores una propuesta de mecanismo para garantía de potencia, teniendo en cuenta las especificidades propias de cada país, para presentar antes del 31 de mayo de 2007.

Es en este ámbito en el que se encuadra el documento de consulta pública elaborado por el Consejo de Reguladores que ahora se comenta. En este sentido, es de destacar la buena práctica que supone un proceso de consulta como éste, en contraposición con las intervenciones en el mercado que en los últimos tiempos se han producido en España y que han llevado al sistema y al mercado a situaciones que distan de las óptimas. En este sentido, y en relación a la garantía de suministro, es de destacar la reciente supresión súbita del pago de GdP a las centrales nucleares. Desde el punto de vista del correcto funcionamiento del mercado y de la buena práctica regulatoria, esta decisión no es justificable.

El documento de consulta del Consejo de Reguladores se estructura en una serie de preguntas, cada una de ellas con un texto introductorio. Así, en las siguientes secciones (estructuradas de acuerdo a las preguntas del documento original) se comentan los textos introductorios a las preguntas (cuando procede) y se da respuesta a estas últimas.

1. Necesidad de un mecanismo de garantía de suministro

La cuestión de la necesidad de un “mecanismo” de garantía de suministro (por ejemplo, mercado / subastas / pagos por capacidad) se plantea en el documento de discusión más como respuesta a una serie de restricciones aparentemente insalvables que como una alternativa a un *energy-only market* (entendido como un mercado en el que no existe “mecanismo” de garantía de suministro alguno, si no que se permite que en el precio de mercado, formado por el cruce de la oferta y la demanda, pueda aflorar plenamente el valor correcto de la energía, que incluso pueda reflejar en determinados casos el valor de la energía no suministrada).

Efectivamente, parece que la posición del Consejo de Reguladores implica aceptar de partida la imposibilidad de un *energy-only market*, de forma que necesariamente se deba introducir un mecanismo para solventar esta situación. Así, las restricciones mencionadas por el Consejo de Reguladores que harían imposible un mercado *energy-only* serían las siguientes:

- *Existencia de precios tope explícitos o implícitos (asociados a presiones por parte del regulador).*

En cuanto a los precios tope explícitos, la restricción estaría relacionada con el diseño del mercado,¹ el cual es responsabilidad – cuanto menos en parte – de los propios reguladores. En cuanto a los implícitos, la restricción vendría por el coste para los reguladores de que del mercado eventualmente surgieran precios muy elevados respecto a su nivel normal.² En realidad, ambos planteamientos reflejan una misma problemática, esto es, una falta de confianza / compromiso respecto al mercado, lo que se traduce en un exceso de intervencionismo con las consiguientes pérdidas de eficiencia.³ Así, descartar de partida un *energy-only market* respondería más a un criterio político que a uno técnico, en el cual un regulador no debería fundamentar sus decisiones.

- *La alta volatilidad de los mercados de generación incrementa la aversión al riesgo de los posibles inversores en nueva generación.*

El hecho de que un mercado sea volátil no implica que en el mismo no existirá inversión, si no que la rentabilidad que esperarán los inversores por asumir un riesgo mayor que en otros mercados / sectores también será mayor.

Sin embargo, la volatilidad de los mercados no es el principal riesgo al que se enfrenta un inversor: lo es el riesgo regulatorio. Esto es así debido a que:

- la calidad (entendida como credibilidad y certidumbre) de las señales de precio que un *energy-only market* puede generar es muy superior a la que resultaría de cualquier mecanismo, en el que necesariamente deberá existir alguna intervención exógena al propio mercado; y
- en la medida en que esta intervención es inevitablemente imperfecta – cuando no ineficiente⁴ – los efectos pueden ser muy negativos en cuanto al riesgo percibido por los potenciales inversores.

Asimismo, el mercado a largo plazo no es la solución completa para los problemas mencionados por el Consejo de Reguladores. Esto es debido a que el precio de los contratos a plazo en un mercado competitivo simplemente refleja el precio esperado en el mercado spot. De esta forma, la introducción de un mercado a plazo no tiene a priori consecuencias sobre el precio del mercado spot, persistiendo las cuestiones

¹ Un diseño de mercado con precios tope necesariamente ha de llevar aparejado un mecanismo de garantía de suministro que permita a los generadores recuperar la totalidad de sus costes fijos (incluidos los de inversión).

² Especialmente en los momentos en los que la demanda fuera mayor que la oferta, en los cuales afloraría el valor de la energía no suministrada.

³ Por ejemplo, pérdida de eficiencia en la forma de una percepción de riesgo regulatorio más elevada por parte de los potenciales inversores en nueva capacidad de generación, lo cual sería una barrera a la entrada de nueva capacidad o, cuanto menos, induciría a que hubiera un margen de reserva menor que el óptimo. La experiencia hasta la fecha con la discrecionalidad regulatoria con los pagos por garantía de potencia en España hace bastante plausible que el riesgo regulatorio percibido por los agentes para un futuro modelo de pagos administrativos sea considerado como muy elevado.

⁴ Por muy sofisticado que sea un mecanismo, no es posible replicar perfectamente lo que haría el propio mercado, o cuanto menos no desvirtuar sus señales bien en cuanto a su dimensión, bien en su instante en el tiempo.

mencionadas por el Consejo de Reguladores (alta volatilidad del precio spot y, debido a ello, existencia de precios tope explícitos o implícitos).⁵

En cualquier caso, los contratos a plazo sí contribuirán a que los precios que lleguen a los consumidores sean más estables, sin las puntas de precios que eventualmente se produzcan en el mercado spot (las puntas de precios spot se seguirían produciendo pero estarán internalizados en los precios y/o condiciones contractuales ofertadas por los comercializadores – un comercializador puede traspasar de forma eficiente el riesgo de puntas de precios a los consumidores, por ejemplo, como un sobreprecio, como una condición de interrumpibilidad, etc.). En ese caso, al estar gran parte de la energía contratada, el regulador debería estar menos preocupado “políticamente” y, con ello es previsible que disminuya su incentivo a intervenir el mercado.

Así, un *energy-only market* sería la solución más eficiente en cuanto al minimizar el riesgo percibido por los nuevos entrantes, incentivar la entrada de nueva capacidad cuando resulte eficiente, optimizar la disponibilidad de las centrales existentes y dar las señales adecuadas a los consumidores. Adicionalmente, y desde la perspectiva de la integración de los mercados europeos, *energy-only markets* nacionales facilitarían dicha integración (siempre que las interconexiones estuvieran suficientemente desarrolladas) al evitar que diferencias en los sistemas de garantía de suministro supongan en la práctica que los consumidores de un país financien la garantía de suministro de sus vecinos.

1) Tomando en consideración las características del sistema eléctrico ibérico, ¿necesita un mecanismo de garantía de suministro?

Para contestar a esta pregunta es necesario definir antes los objetivos a satisfacer. Entre estos deberían incluirse los siguientes:

- El sistema ha de dar una expectativa razonable de recuperación de la inversión a los generadores.
- Han de existir incentivos para que los generadores estén disponibles en aquellos momentos en los que sea probable que de acuerdo a sus costes resulten despachados.
- Los consumidores han de recibir las señales de precio de forma que puedan optimizar sus decisiones tanto de consumo como de inversión.

Como ya se ha dicho, la forma óptima de satisfacer estos objetivos es mediante un *energy-only market*:

- El hecho de que se permita aflorar el valor de la energía no suministrada incrementa la expectativa de ingreso (existe siempre una cierta probabilidad – mayor o menor según la demanda, el margen de reserva, etc. – de que en cualquier hora el precio de mercado refleje el valor de la energía no suministrada), constituyéndose dicha expectativa en una señal para la inversión.
- De la misma forma, las centrales tienen un mayor incentivo a estar disponibles cuanto mayor sea la expectativa de ingreso (máxima disponibilidad en los momentos de

⁵ De hecho, si se introduce un mercado a plazo con entrega física de forma que se reduzca la cantidad de energía que va al mercado spot, sería de esperar que el precio spot incrementara su volatilidad.

mayor demanda, menor margen de reserva, etc., en definitiva en los momentos de mayor expectativa de ingreso).

- Los consumidores – adquiriendo su energía directamente en el mercado o a través de comercializadores – recibirían señales de precio claras con las que optimizar sus decisiones, fomentándose la contratación a plazo.

Adicionalmente, es importante señalar que un *energy-only market* tiene otros efectos muy positivos, entre ellos:

- Permite que todas las centrales reciban un pago en relación a su potencia firme *real* (en contraposición a la potencia firme *estimada*).
- Evita que se produzcan discriminaciones injustificadas entre diferentes tipos de tecnologías.

Cualquier mecanismo que se proponga tendrá efectos subóptimos respecto a la consecución de los objetivos descritos, mayores cuanto más intervención haya y más restricciones se le impongan respecto a un modelo ortodoxo (por ejemplo, adoptando un mecanismo de pagos administrativos pero restringiendo la bolsa de incentivos a un valor establecido con criterios políticos). Luego un mecanismo debería contemplarse únicamente en el caso de que resultara realmente imposible un *energy-only market*. En otras palabras, si no se adopta un *energy-only market* entonces necesariamente deberá existir un mecanismo de garantía de suministro.

Los objetivos de este mecanismo deberían ser los mismos anteriormente descritos (recuperación a la inversión, incentivo a la disponibilidad en las horas de demanda punta, señales al consumidor). Como se ha dicho, para que un mecanismo – independientemente de cuál se trate – efectivamente pueda lograr estos objetivos, es condición necesaria que sea puesto en práctica de forma ortodoxa, esto es, que el regulador lo asuma y desarrolle en todos sus aspectos consistentemente, sin obviar o intervenir en aquellos que le pudieran resultar más gravosos. Esto implica, entre otros, lo siguiente:

- El mecanismo de garantía de suministro no puede consistir en el reparto de un monto total limitado ex-ante debido a razones de ningún tipo (por ejemplo, mitigar el impacto sobre la tarifa).
- El mecanismo ha de remunerar a todas las centrales del sistema de forma no discriminatoria. Así, decisiones tales como suprimir el pago de GdP a las centrales nucleares no son compatibles con un mecanismo correctamente diseñado.⁶

Si el mecanismo no es puesto en práctica de forma consistente, no se logrará obtener los objetivos perseguidos – incluida la ausencia de inversión, desarrollándose un parque de generación subóptimo (menor margen de reserva, mayores precios en el mercado, distorsión en el mix de tecnologías), una demanda ineficiente (tanto en consumo como en inversión) y potenciales alteraciones en el funcionamiento óptimo del parque de producción.

⁶ En este sentido, es importante señalar que el mecanismo que se ponga en práctica estará correctamente diseñado en la medida en que replique lo que resultaría de un *energy-only market*. Así, en un *energy-only market* todas las centrales recibirían el mismo precio, a través del cual se recupera tanto el coste de operación, como el de inversión, como el coste asociado a la disponibilidad (costes de O&M). Por tanto, para que un mecanismo tenga los mismos efectos sobre el parque de generación que se desarrolle dicho mecanismo debería aplicarse a todas las centrales, sin ningún tipo de discriminación.

2. Requerimientos del sistema

2) *Teniendo en cuenta la situación del parque de generación actual y la demanda, así como los planes previstos de instalación de nueva potencia de generación y el crecimiento esperado de la demanda, y las especificidades propias de cada uno de los sistemas ¿cuáles son los requerimientos del sistema eléctrico para incrementar la garantía de suministro en la península ibérica?*

En la actualidad parece existir una cierta preocupación sobre la composición del parque de generación en el sistema eléctrico ibérico. Más concretamente, esta preocupación se centra en su elevado componente hidráulico fluyente⁷ y eólico debido a la limitada capacidad de regulación de estas tecnologías.⁸

En realidad, el parque de generación que se desarrolle será un reflejo de los incentivos que existan a la inversión en el mismo:

- En un *energy-only market* esta cuestión deja de ser prioritaria para el regulador, ya que queda en el ámbito de la determinación de la oportunidad de inversión de los agentes el medir la firmeza de la generación existente. En otras palabras, en la medida en que la potencia instalada sea poco firme existirá una oportunidad de inversión en potencia que sí sea firme que por la propia dinámica del mercado hará que sea explotada. De hecho, el precio de mercado en las horas de punta será una señal de la firmeza de la potencia instalada, así como de la necesidad de inversión en potencia firme adicional.
- Sin embargo, si se opta por un mecanismo, en el caso de que el diseño o puesta en práctica del mismo no sea consistente / ortodoxo, sí podrían surgir problemas respecto a la composición del mix de generación que se desarrolle (exceso o déficit de algún tipo de tecnología). En este sentido, es importante señalar que un mecanismo consistente / ortodoxo llevaría a un monto de garantía de suministro superior al que hasta ahora se habría recibido.

En cualquier caso, y de no considerarse eventualmente un *energy-market*, en la respuesta a la pregunta 5 se incluye una propuesta de mecanismo que retribuye la garantía de suministro de acuerdo a la situación del parque de generación y demanda que en cada momento haya.

Es necesario resaltar que en ambos casos, *energy-only market* o mecanismo, puede suceder que existan centrales que prácticamente no funcionen ninguna hora en el año y que sin embargo también aportan garantía de suministro. De optar por un mecanismo, estas centrales deberían también participar en el mismo y de forma no discriminatoria.

⁷ Es importante separar la fiabilidad que aporta una central hidráulica con embalse de regulación (seguramente la tecnología que más fiabilidad aporta), que la que aporta una central fluyente.

⁸ Aproximadamente un tercio de la capacidad instalada corresponde a estas tecnologías.

3. Medida de la aportación a la garantía de suministro (firmeza)

3) *¿Cómo puede el regulador medir y valorar la aportación a la fiabilidad de los generadores, teniendo en cuenta las particularidades propias de cada uno de ellos (tecnología de generación, disponibilidad, etc.)?*

La medición de la potencia firme es una cuestión sumamente compleja y para la que es necesario considerar no únicamente las tecnologías / centrales de forma individualizada, sino también el resto de incentivos que para la operación de las mismas se deriven del diseño del mercado. Por ello, “medir” la potencia firme que puede aportar una central, por las innumerables variables que hay que tener en cuenta, se convierte en un ejercicio en el que existiría un amplio margen de error o, incluso, en el que puede llegarse a un grado de arbitrariedad importante en aras de la simplicidad.

Así, los propietarios de cada central están en una mejor posición que el regulador (o cualquier agente que éste pudiera asignar, incluido el OS) para determinar su potencia firme:

- Tienen información detallada sobre sus producciones históricas, disponibilidad de recursos, riesgos, etc.
- Tienen conocimiento sobre las condiciones de sus instalaciones, posibilidad de mejoras y restricciones de explotación.
- Cae sobre ellos y no sobre nadie más el coste de la no disponibilidad de su instalación, tanto por no recibir el precio del mercado como por las potenciales penalizaciones que se estableciesen.

Evidentemente, en caso de establecerse un sistema administrativo (capacity tickets, opciones o pagos administrativos) se deberá establecer un sistema de penalizaciones por incumplimiento de la potencia firme declarada de forma que los generadores tengan incentivos a hacer la previsión de potencia firme más fiable posible.

4. Definición del producto de fiabilidad de los agentes generadores

4) *Establecidos los requerimientos, ¿cómo debería definirse el producto demandado a los productores de energía eléctrica para incrementar la garantía del suministro?*

Sólo es necesario definir un producto en el caso en que se optara por un mecanismo de garantía de suministro en vez de por un *energy-only market*. Nuevamente, la definición del producto tiene connotaciones sobre la eficiencia del mecanismo que lo hacen inferior respecto a un *energy-only market*.

Así, aunque la definición del mismo parecería sencilla (del estilo de *potencia firme que un generador es capaz de suministrar en los momentos de punta*), no lo es tanto la concreción de la misma:

- *Medición de la potencia firme*

(Ver la respuesta a la pregunta anterior).

- *Definición de las horas punta*

En el caso de un *energy-only-market*, las centrales tendrían un fuerte incentivo a estar disponibles en aquellas horas en las que la probabilidad de haber un precio alto fuera mayor. Más concretamente, una central estaría disponible siempre que el margen esperado (precio de mercado esperado menos el coste incremental) fuera mayor que el coste incremental de estar disponible.

Así, para replicar mediante un mecanismo administrativo lo que sería el comportamiento eficiente en un mercado, el regulador (o el agente que éste pudiera asignar, incluido el OS) se vería enfrentado a la tarea de tener que definir – probablemente ex-ante – las horas en las que se cumpliría esta condición para cada tipo de tecnología (o incluso para cada central). Evidentemente, el error de estimación que se podría llegar a incurrir sería muy significativo, con la consiguiente pérdida de eficiencia e incremento del riesgo percibido por los potenciales nuevos entrantes.

- *Control de la entrega efectiva del producto*

La mayoría de métodos de control crean ineficiencias (por ejemplo, sobrecostes por pruebas de funcionamiento a requerimiento del OS, por inspecciones aleatorias, etc.), o incluso distorsiones en el despacho (por ejemplo, condición de producir un número mínimo de horas al año). Este problema de control de la disponibilidad es especialmente significativo para las centrales hidroeléctricas, para las cuales además de la disponibilidad técnica habría que controlar la disponibilidad de energía.

Evidentemente, con esta serie de limitaciones el resultado de un mecanismo sería necesariamente sensiblemente diferente del que resultaría de un mercado, con la consiguiente pérdida de eficiencia y bienestar social.

5. Definición del mecanismo de remuneración del producto

Al igual que en la introducción a la pregunta 1, el documento del Consejo de Reguladores nuevamente parece excluir al *energy-only market* como alternativa para la garantía de suministro. De hecho, en el mismo sólo se contemplan diferentes mecanismos, los cuales son definidos de forma genérica:

- *Mercado de capacidad* – el regulador define el producto “capacidad”, determina la misma para cada generador e impone obligaciones de contratación sobre la demanda.
- *Subastas de capacidad* – igual que el anterior, pero el regulador (o el agente que éste determine) actúa como comprador único.
- *Pagos por capacidad* – el regulador completa todo el proceso (define el producto “capacidad”, determina la misma para cada generador y fija su precio).

Como ya se señaló en la respuesta a la pregunta 3, es más conveniente que sean los propios generadores quienes declaren la potencia firme de sus centrales (con el incentivo de incurrir en una penalización en caso de incumplimiento) al disponer de un nivel de información superior a la del regulador.

5) Atendiendo a las experiencias internacionales y a las características particulares del sistema ibérico, ¿cuál considera que es el enfoque más adecuado para el diseño del mecanismo de garantía de suministro?

Como principio fundamental, no se considera que ningún mecanismo sea superior a un *energy-only market* complementado con servicios que defina el Operador del Sistema. Sustituir el *energy-only market* por un mecanismo administrativo supone siempre asumir ineficiencias y sobrecostes a priori perfectamente evitables.

En este sentido, es importante precisar que incluso la alternativa de mecanismo con la menor carga regulatoria (el *mercado de capacidad*) implica una diferencia potencialmente muy significativa respecto a lo que sería el resultado de mercado. Para demostrar esto basta con considerar las tareas que debería realizar el regulador (o el agente que éste designara):

- definir el producto “capacidad”,
- estimar y medir la “capacidad” de cada generador,
- estimar el margen de reserva objetivo (luego necesariamente también la demanda esperada),
- definir las obligaciones de contratación de la demanda,
- establecer las penalizaciones.

En cualquier caso, de no optar por un *energy-only market* complementado por un servicio de disponibilidad del OS, sería razonable partir del esquema actual de Garantía de Potencia (cuyo nombre debería sustituirse porque no obedece a lo que se pretende, denominándose, por ejemplo, Sistema de Incentivos a la Disponibilidad), aunque corrigiendo sus deficiencias:

- El regulador define la potencia firme demandada, considerando para ello un margen de reserva del 20% (consistente con el cambio de mix que se está produciendo y la penetración de energías no regulables). Dará garantías de que antes de cambiar este valor lo anunciará con, por ejemplo, 5 años de antelación.
- Cada generador declara la potencia firme que está dispuesto a suministrar, y por la que recibirá un pago por garantía de suministro.
- El regulador determina el pago por garantía de suministro en función de la diferencia entre la potencia firme total ofertada y la potencia firme demandada:
 - Si la potencia firme total ofertada es igual a la potencia firme demandada, entonces el pago es igual al coste fijo anual de una turbina de gas.
 - Si la potencia firme total ofertada es menor que la potencia firme demandada, entonces el pago será igual al coste fijo anual de una turbina de gas aumentado proporcionalmente a la diferencia entre la potencia demandada y ofertada, hasta un cierto límite (o *cap*).
 - De forma similar, si la potencia firme total ofertada es mayor que la potencia firme demandada, entonces el pago será igual al coste fijo anual de una turbina de gas disminuido proporcionalmente a la diferencia entre la potencia demandada y ofertada, hasta un cierto límite (o *floor*).

Los pagos unitarios asociados a este mecanismo serían revisados cada cinco años con el objetivo de dotarlo de la estabilidad necesaria reducir el riesgo regulatorio percibido por los potenciales nuevos entrantes:

- Se explicitará la forma de calcular todos los valores (costes de la turbina de gas, fuente de los datos a utilizar, etc.).
- Se darán garantías de que el cambio de cualquier valor será anunciado con, por ejemplo, 5 años de antelación.
- Se crea un sistema de penalizaciones asociadas a la indisponibilidad (incentivo a la disponibilidad y para que los generadores hagan una declaración realista de su potencia firme).

De esta forma, el pago por garantía de suministro queda ligado al exceso / defecto de potencia firme ofertada total, dando así una señal clara a la entrada de nueva capacidad cuando ésta sea necesaria y haciendo que los consumidores no paguen por lo que no necesitan (los consumidores no tienen que asumir el sobrecoste de un parque de generación con un margen de reserva excesivo – en otras palabras, los consumidores no asumen el riesgo de la inversión).

6. Participación de la demanda en la garantía de suministro

6) ¿Qué mecanismos existen para incorporar y reconocer la aportación del producto desde el lado de la demanda? ¿Cómo se mide dicha aportación? ¿Cómo se pueden compatibilizar los mecanismos de interrumpibilidad con un mecanismo de garantía de suministro?

Desde el lado de la demanda existen determinados consumidores con capacidad para contribuir a garantizar el suministro interrumpiendo su consumo en los momentos de demanda punta. En este sentido, un *energy-only market* con un sistema de incentivos a la disponibilidad del OS sería nuevamente superior a un mecanismo:

- En un *energy-only market* los consumidores (o los comercializadores con contratos de potencia no firme) podrían enviar al mercado ofertas de compra de energía con un precio máximo. En otras palabras, no sería necesario establecer un mecanismo específico para la participación de la demanda interrumpible.
- Si no se opta por un *energy-only market*, entonces para incorporar a la demanda en el mercado necesariamente deberá existir un mecanismo administrativo específico. Nuevamente, un mecanismo será menos eficiente que el *energy-only market* y la percepción del riesgo para los nuevos inversores será superior (se introduce riesgo regulatorio). En cualquier caso, de optarse por un mecanismo de garantía de suministro, el mecanismo de participación de la demanda debería ser coherente con el mismo. En el capítulo anterior se ha descrito una posible propuesta.
- En cualquier caso, debe permitirse que cualquier sistema que se plantee no esté restringido por una restricción tan ineficiente como la que impide que el precio de mercado se establezca por el cruce de oferta y demanda.

Es necesario apuntar que en España actualmente se está avanzando en la participación de la demanda, permitiendo que los consumidores a mercado puedan aportar

interrumpibilidad. Le remuneración de este servicio debe ser inicialmente de forma administrada, ya que se pretende una evolución gradual desde la situación actual (en la que sólo los consumidores a tarifa podían aportar interrumpibilidad) hacia una situación en la que la interrumpibilidad esté convenientemente integrada en el mercado (es decir, interrumpibilidad demandada y valoración de la misma de acuerdo al mercado).

7. Distribución del pago entre la demanda

7) Una vez definido el producto y el sistema de remuneración a los que lo aportan, ¿cuál es el mecanismo para distribuir el pago entre la demanda?

En un *energy-only-market* habría una causalidad directa entre el uso de la capacidad y el pago de la misma. Esta sería sin duda la alternativa más eficiente.

En caso de optarse por un mecanismo administrativo, éste debería de considerar unos pagos que replicaran en todo lo posible a los que resultarían de un *energy-only market*, de forma que los consumidores reciban las señales de precio más eficientes. Esto tiene varias implicaciones:

- No deben existir diferencias en función del tipo de contratación de la energía.
- A priori, el pago por capacidad se incluirá en las tarifas (de acceso, integrales y, en su caso, de SUR – todas ellas definidas ex-ante). Así, para hacer llegar al consumidor la señal será necesario que el pago se realice principalmente a través del término de energía y en los períodos de máxima probabilidad de demanda punta.

8. Mecanismo de garantía de suministro en un mercado regional

8) ¿Considera posible definir un mecanismo armonizado aplicable al sistema ibérico?

8.1) ¿Son los requerimientos para incrementar la garantía de suministro en cada uno de los dos sistemas eléctricos comparables, en particular teniendo en cuenta la diferencia actualmente existente para los dos países, en la relación entre la potencia instalada y la punta de consumo?

8.2) En términos de la definición de un único producto para el sistema ibérico peninsular, ¿considera que es posible aplicar un mecanismo (y/o un único producto) común para ambos sistemas? ¿Qué implicaciones puede tener la limitada capacidad de la interconexión eléctrica entre España y Portugal?

8.3) Desde el punto de vista de la demanda de ambos sistemas, es posible plantear una metodología de reparto común en ambos sistemas. ¿Debe contemplarse algún tipo de diferenciación en función de la firmeza y/o suficiencia disponible en cada uno?

En la actualidad, el sistema ibérico se está definiendo bajo la forma de un “market-splitting”, con un precio de mercado diferente a ambos lados de la interconexión debido a

la limitación existente de la capacidad de la misma. Así, no tendría sentido definir un sistema conjunto de garantía de suministro:

- La garantía está restringida por la capacidad de interconexión. Si no hubiese una interconexión limitada sí sería posible un sistema conjunto, ya que una central daría la misma seguridad de suministro en ambos países independientemente de en cuál de ellos estuviera emplazada.
- Con una interconexión limitada, un sistema único de garantía de suministro podría llevar a lo siguiente:
 - Bien los consumidores en el lado de la interconexión en el que no hubiera déficit de capacidad estarían financiando el déficit de capacidad al otro lado de la interconexión, sin recibir a cambio una mayor seguridad de suministro.
 - Bien el precio de la capacidad en el lado de la interconexión con déficit de capacidad nunca llegaría a reflejar su valor, con lo que no aparecerían las señales adecuadas para la inversión en nueva generación.

Luego el sistema de garantía de suministro debería ser separado a cada lado de la interconexión (incluyendo los pagos que deban realizar los consumidores).

Adicionalmente, a ambos lados de la interconexión el sistema de garantía de suministro debiera ser el mismo, con el objetivo de avanzar en la integración de ambos mercados y evitar (a) distorsiones en las decisiones de inversión y (b) que los consumidores a un lado de la interconexión acaben pagando por conceptos de coste para los que no existe causalidad. Así, las alternativas más viables serían:

- Un *energy-only market* a ambos lados de la interconexión.
- Un mecanismo como el descrito en la contestación a la pregunta 5 a ambos lados de la interconexión, en el que el importador de energía (dependientemente del sentido de la misma) debería hacer frente al pago asociado a la garantía de suministro.

Finalmente, es preciso considerar también que para el correcto funcionamiento del sistema propuesto será necesario dar una solución adecuada a los siguientes aspectos:

- El efecto asimétrico que podría tener el sistema de CMEC en los agentes, ya que los pagos fijos que incorpora este sistema para algunos generadores podría introducir problemas importantes en las señales percibidas por los agentes.
- La composición (en cuanto a costes que se incorporan) y estructura de las tarifas de acceso de gas para CCGTs, ya que en la medida en que existan diferencias podrían introducirse distorsiones en la utilización y/o desarrollo de este tipo de centrales a ambos lados de la interconexión.