

Garantia de Abastecimento

INTRODUÇÃO

A reestruturação e a liberalização do sector eléctrico vieram alterar de forma substancial os processos de decisão, nomeadamente ao nível das decisões de investimento em centrais de produção de energia eléctrica, que passaram de processos centralizados de planeamento de longo prazo para processos em que os agentes económicos decidem quando e quanto investir, no quadro de referência das políticas energéticas em vigor.

O mercado da electricidade continua, porém, a conter características próprias que condicionam o seu funcionamento e o tornam diferente de muitos outros mercados. Por um lado, a oferta tem de igualar a procura em tempo real, não permitindo a arbitragem inter-temporal que a capacidade de armazenamento do produto habitualmente permite noutros mercados. Por outro lado, a procura é, em geral, pouco elástica porque a maioria dos consumidores não estão expostos à evolução dos preços de mercado em tempo real. Apenas os grandes consumidores, que possuem equipamento de medida adequado, e os comercializadores que operam directamente no mercado estão sujeitos a estes preços, os restantes consumidores pagam tarifas reguladas ou preços estabelecidos pelos seus comercializadores, que não reflectem, com a mesma dinâmica, os preços de mercado.

Num contexto de mercado liberalizado, os incentivos adequados ao investimento em centrais de produção tem sido objecto de debate e controvérsia ainda longe de estar terminada.

Num mercado puro de energia com preços baseados em custos marginais, e havendo necessidade de garantir em permanência uma reserva de capacidade, o preço que se forma não assegura os encargos totais das centrais de produção, pelo que, só em períodos de escassez de oferta, quando os preços apresentam picos acentuados, inaceitáveis de serem repercutidos nos consumidores, é que os produtores recuperam os seus investimentos na totalidade.

Estes mercados de curto prazo apresentam preços voláteis e, apesar de a teoria económica demonstrar que o sinal económico transmitido pelos preços que se formam nestes mercados ser adequado e incentivar o investimento atempado em novos recursos, a realidade demonstra que a aversão dos investidores ao risco em sectores extremamente capital intensivos, conjugada com a existência de barreiras à entrada de potenciais novos investidores (barreiras administrativas relativas ao licenciamento, por exemplo), ou ainda a imposição regulatória de limites aos preços de mercado, traduz-se, na pratica, em investimentos inferiores aos necessários. Ou seja, à volatilidade de preços de mercado do lado da procura, fenómeno característico de curto prazo, corresponde a aversão ao risco dos agentes por investimentos muito elevados e com períodos de retorno também elevados, fenómeno característico do longo prazo.

Se o mercado fosse essencialmente baseado em contratos de longo prazo estabelecidos directamente entre consumidores e produtores, haveria menos risco quer para produtores quer para consumidores. Os consumidores teriam preços mais estáveis e os investidores veriam a sua rentabilidade assegurada através destes contratos de longo prazo.

No entanto, o desenvolvimento dos mercados a prazo não se tem revelado suficiente para assegurar o investimento adequado em novas centrais de produção. A principal razão para este fraco desempenho dos mercados a prazo prende-se com o facto dos consumidores não sentirem necessidade de estabelecer este tipo de contratos, não só por não estarem sujeitos directamente aos preços dos mercados diários, mas também por terem horizontes temporais de decisão curtos, não compatíveis com a contratação de muito longo prazo.

Há ainda outros motivos que condicionam a contratação a prazo. Com efeito, dado o elevado número de pequenos consumidores existentes no mercado, os contratos de longo prazo são maioritariamente estabelecidos entre produtores e comercializadores e não directamente com os consumidores. Ora, num mercado liberalizado, em que se pretende fomentar a concorrência ao nível da comercialização de energia eléctrica e no qual os consumidores têm o direito de escolha do seu fornecedor sem barreiras à mudança, os comercializadores, que detêm contratos de longo prazo com os produtores, não conseguem “transferir” as obrigações contratuais que estabeleceram a montante, para os consumidores. De facto, logo que o preço de mercado se torne inferior ao dos contratos a prazo, os consumidores tendem a mudar de fornecedor, deixando o comercializador com uma base menor de clientes para garantir os seus contratos a prazo.

É neste contexto de mercado da electricidade, constituído por contratação a prazo (mercado de futuros ou contratação bilateral) e por mercados de curto prazo (diário e intradiário), onde os incentivos ao investimento adequado em novas centrais de produção parecem não surgir “naturalmente”, que se discute a necessidade de estabelecer um mecanismo de garantia de abastecimento.

As principais alternativas para garantir a segurança de abastecimento podem ser baseadas ou em mecanismos de regulação, ou em mecanismos de mercado, ou em soluções mistas:

1. Deixar actuar o mercado de energia em base diária.

Nesta situação os produtores têm de aguardar por períodos de escassez para recuperar o seu investimento e os consumidores ficam sujeitos a preços elevados nesses períodos.

Neste modelo, os consumidores vão “aprendendo” com o tempo a utilizar formas de mitigar o risco de preço, quer através da contratação a prazo de energia eléctrica ou através do estabelecimento de contratos de cobertura de risco, quer ainda pela interrupção voluntária do consumo.

2. Estabelecer um mecanismo compensatório regulado de garantia de abastecimento.

Nesta situação os produtores assumem menores riscos porque parte da remuneração pela sua capacidade instalada é assegurada através deste pagamento.

Neste modelo, os preços de mercado são menos voláteis e são em geral inferiores aos que se formam no mercado livre, sendo estes preços mais baixos compensados pelos pagamentos por capacidade feitos pelos consumidores. Trata-se de uma espécie de “prémio de seguro”, em que os consumidores pagam uma quantia regulada, em troca da estabilidade de preços.

O estabelecimento de um mecanismo regulado de garantia de potência apresenta algumas dificuldades. A primeira prende-se com a determinação do preço regulado para o pagamento da capacidade instalada disponível, ou seja, quanto devem os consumidores pagar. A segunda prende-se com a forma de repartir esses montantes pelos produtores, principalmente em sistemas onde coexistem produtores que utilizam diferentes tecnologias e que disponibilizam capacidade com diferentes graus de garantia.

Com um mecanismo desta natureza, o preço é estabelecido de forma administrativa, sendo a quantidade (em função do nível de reserva) o resultado deste processo. Espera-se que o preço estabelecido para o pagamento por capacidade dê origem a uma resposta do mercado com o aparecimento de novas capacidades no sistema.

3. Mercados de capacidade.

Neste modelo a reserva necessária ao sistema é obrigatoriamente adquirida pelos consumidores (ou comercializadores) aos produtores, devendo estar disponível quando é necessária. Esta reserva pode assumir a forma de parcelas de potência ou de contratos de interruptibilidade / controlo activo de cargas.

Os mercados de capacidade, sejam de potência ou de interruptibilidade / controlo activo de cargas, podem ser baseados em contratação bilateral directa entre produtores e consumidores (ou comercializadores), ou podem ser organizados leilões nos quais os produtores vendem capacidade ou compram interruptibilidade e/ou potência de cargas controláveis.

Num sistema de leilão de capacidade os produtores recebem um preço pela capacidade que resulta do leilão e obrigam-se a manter essa parcela de capacidade disponível para que seja mobilizada quando o sistema necessite.

Num leilão de contratos de interruptibilidade ou de cargas controláveis, os consumidores (ou comercializadores) recebem o pagamento relativo à venda em leilão de parcelas de consumo interruptível ou controlável que serão mobilizadas pelo operador de sistema em nome do produtor que as adquiriu.

Nesta alternativa, a quantidade (em função do nível de reserva) é definida *a priori* e, tanto o preço da garantia de potência como o preço da interruptibilidade / controlo de cargas, resultam da utilização de mecanismos de mercado.

Este modelo não contém incentivos à disponibilização efectiva da capacidade em situações de carência, pelo que usualmente tem de ser complementado com mecanismos de penalização explícitos.

4. Contratos com o operador de sistema

Uma outra alternativa consiste em atribuir ao operador do sistema a obrigatoriedade de adquirir a reserva necessária ao sistema. Esta reserva pode assumir a forma de compra de parcelas de potência ou contratos de interruptibilidade e/ou controlo de cargas através de leilões promovidos pelo operador do sistema. Esta alternativa está considerada na Directiva 2003/53/CE, que estabelece, no artigo 7.º, a obrigação dos Estados Membros, no interesse da segurança de abastecimento, de garantir a possibilidade de criar novas capacidades ou medidas eficiência energética/gestão da procura através da abertura de concurso ou outro procedimento equivalente, sempre que o sistema de autorização de novas capacidades não garanta a segurança de abastecimento.

Os custos do operador do sistema com a aquisição de capacidade ou interruptibilidade / controlo de cargas são passados ao consumidor através de uma tarifa regulada.

Neste modelo, o mercado de energia apresenta preços mais estáveis, a quantidade (em função do nível de reserva) tem de ser definida *a priori* e os preços de garantia de potência e de interruptibilidade / controlo de cargas resultam de mecanismos de mercado.

5. "Reliability contracts" - Contratos de Garantia/Disponibilidade

Recentemente, este tipo de contratos tem vindo a ser proposto como uma alternativa que induz os sinais económicos adequados aos produtores e consumidores, para além de prescindir de um sistema de penalização explícito.

Os "reliability contracts" são na realidade opções de compra que o operador de sistema adquire aos produtores em nome dos consumidores. Quando o preço do mercado diário excede o preço de exercício da opção, os produtores são obrigados a pagar a diferença entre o preço do mercado diário e o preço de exercício. O preço de exercício funciona assim como um limite ao preço do mercado diário e é normalmente um valor superior ao custo variável da central de ponta.

Neste modelo, os consumidores têm a garantia que o preço no mercado diário não é superior a um determinado limite (preço de exercício da opção) e para tal, pagam um montante fixo aos produtores que é dado pelo valor da opção.

Os produtores são obrigados a devolver a diferença (positiva) entre o preço do mercado diário e o preço de exercício da opção independentemente da sua produção, o que incentiva o produtor a estar disponível em situações de carência, ou seja, no momento em que o preço do mercado

diário ultrapassa o preço de exercício da opção. De facto, caso o produtor não esteja a produzir nesse instante é não só penalizado (de forma implícita) pela referida diferença como também não recebe o preço do mercado diário.

Este mecanismo requer que sejam definidos a priori o preço de exercício das opções e a quantidade de opções de compra a adquirir, função do nível de reserva que se pretende ter no sistema, da evolução da procura e das características das centrais em termos de capacidade firme. Do mecanismo resulta a valorização das opções, ou seja, o valor do pagamento fixo por garantia de potência a pagar pelos consumidores.

Trata-se portanto de um sistema em que o limite ao preço do mercado diário é estabelecido administrativamente assim como a quantidade de “capacidade” pretendida, resultando o valor do pagamento por capacidade de um mecanismo de mercado.

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

Esta questão diz respeito a todo e qualquer sistema eléctrico e não apenas ao sistema ibérico. A não existência de um mecanismo de garantia de abastecimento induz, exemplos recentes o confirmam, situações alternadas de quasi-ruptura e de abundância, traduzidas por elevada volatilidade de preços e dos próprios parâmetros de qualidade de serviço de sistemas eléctricos. Estarão os consumidores da UE ou da Ibéria dispostos a aceitar tal volatilidade dos preços e um risco bastante superior de cortes no fornecimento?

Os sectores industriais e dos serviços e a progressiva automatização dos respectivos processos levaram à introdução de limites/padrões de qualidade a que as empresas do sector estão obrigadas, devendo, pelas características próprias do sector eléctrico, os investimentos ser planeados e implementados com bastante antecedência por forma a ultrapassar situações críticas no abastecimento. Estarão os agentes de mercado dispostos a investir em nova capacidade com períodos de retorno do capital investido bastante elevados e, em simultâneo, suportar o risco de preços e de quantidades?

O desenvolvimento socio-económico já atingido pela nossa sociedade induz o aparecimento de mecanismos, como o de garantia de potência, que evitam situações de ruptura no abastecimento de energia.

O sistema eléctrico ibérico enquadra-se nos mercados anteriormente referidos, sendo constituído, de acordo com o previsto e estabelecido pelos acordos internacionais formalizados pelos Governos de Portugal e de Espanha, por um mercado de energia eléctrica com um pólo de contratação a prazo e outro pólo de contratação diária e intradiária.

As restrições ao livre funcionamento do mercado de electricidade caracterizado pelo relativo grau de “isolamento eléctrico” em que a Península Ibérica se encontra, pela imposição de limites aos preços finais da electricidade, pela existência de uma parcela crescente da produção com preços garantidos sem que seja exigida qualquer contrapartida ao nível da potência garantida, têm particular relevância nos sistemas ibéricos, contribuindo para mitigar ainda mais os sinais ténues que o mercado fornece aos potenciais investidores em nova capacidade de produção.

Adicionalmente, o sistema eléctrico espanhol tem tido desde o início do seu processo de liberalização, um mecanismo de pagamento por garantia de potência que não pode ser ignorado.

Considera-se que, dadas as características do sistema eléctrico ibérico, é necessário estabelecer um mecanismo explícito de garantia de abastecimento, pelas seguintes razões:

- Existe já em funcionamento no mercado espanhol um mecanismo e a via da harmonização implícita nos Acordos Internacionais conjugada com o objectivo de acelerar a consolidação do funcionamento em pleno do mercado regional Ibérico leva a que se adopte uma solução semelhante nos dois sistemas.
- Os consumidores não estão dispostos a suportar os picos de preços que surgiriam no mercado diário e imediatamente transferidos pelos respectivos comercializadores, caso se optasse por não introduzir um mecanismo explícito de garantia de potência e se se permitisse que o mercado actuasse sem intervenções.

Importa também referir que um modelo de livre funcionamento do mercado necessitando de menor intervenção regulatória, exigirá maior e mais atenta supervisão. De facto, nos mercados eléctricos onde intervém um número limitado de agentes que detêm considerável poder de mercado, importa observar se os picos de preço que se formam em determinados momentos se devem, de facto, à existência de escassez de oferta nesse momento, ou se parte desse preço pode ser atribuível ao poder de mercado que os agentes exercem nestas situações.

- Os potenciais investidores, sendo em geral avessos ao risco, não estão disponíveis para investir em projectos de muito longo prazo, como é o caso de novas centrais de produção, se a retribuição dos seus investimentos for dependente exclusivamente dos preços dos mercados de curto prazo. Como já referido, oferecendo toda a sua produção neste tipo de mercado, os agentes ficam sujeitos à incerteza induzida pela volatilidade dos preços, que só permitem recuperar o investimento em situações de escassez, quando ocorrem picos de preço.

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?

Os níveis actuais de garantia de abastecimento dos sistemas ibéricos podem ser considerados adequados, não sendo de prever que haja necessidade nem condições de os aumentar. No entanto, para que no médio-longo prazo sejam mantidos os actuais níveis de segurança de abastecimento, será necessário instalar nova capacidade de produção que conduza a um mix adequado para garantir também flexibilidade operacional aos sistemas.

As necessidades de evolução da capacidade de produção no médio e longo prazo, tendo em conta os padrões de segurança de abastecimento a garantir, são periodicamente avaliadas pelos dois operadores de sistema ibéricos estando, portanto, identificadas.

O mecanismo de garantia de abastecimento tem conduzido ao aparecimento de nova capacidade de produção em Espanha com a instalação recente de um grande número de unidades de ciclo combinado a gás natural, levando a - IC - Índices de Cobertura aceitáveis do ponto de vista de segurança de abastecimento no curto/médio prazo.

Já no caso português, os tempos de autorização/licenciamento, levam a constatar a eventual existência de algumas dificuldades no médio prazo, durante o período anterior ao aparecimento dos novos grupos de ciclo combinado.

Para garantir a existência de níveis adequados de segurança de abastecimento ao nível da produção de electricidade no sistema português, e considerando uma evolução das componentes renováveis (PRE e grande hídrica) de acordo com os actuais objectivos da política energética, será necessário integrar nova capacidade termoeléctrica no regime ordinário (PRO) num mínimo de 1300 MW até 2011 e de 1700 MW até 2015.

No sistema espanhol, deverá ser necessária nova capacidade térmica num mínimo de 14000 MW até 2011 e de 23000 MW até 2015.

No caso do sistema português, tendo em vista a necessidade de integrar num prazo de 4-5 anos uma capacidade de produção intermitente, correspondente a mais de 50% da ponta de consumos prevista, é necessário ter em consideração requisitos de flexibilidade na mobilização dos novos meios de produção. Esta valência, que é necessário discriminar positivamente, poderá ser remunerada de forma integrada no âmbito de mecanismos de garantia de potência (por exemplo, através de uma remuneração adicional dos meios de produção que garantam determinados níveis de flexibilidade de operação) ou, de forma independente, através de um mercado de serviços de sistema.

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.)

O conceito de garantia de abastecimento pode ser encarado numa perspectiva de longo prazo ou de curto prazo. Numa óptica do longo prazo, a principal questão relaciona-se com os incentivos ao investimento em novas centrais de produção e em infra-estruturas de rede, enquanto que na óptica de curto prazo as preocupações são de âmbito operacional, mais ligados à operação do sistema, aos procedimentos associados à exploração, e à cooperação entre operadores de sistemas e operadores de redes e, nomeadamente, à cooperação entre operadores de diferentes sistemas.

Esta conveniente divisão entre segurança de longo e curto prazo, que aparenta atribuir responsabilidades diferentes a agentes diferentes, implica que se criem os incentivos a que:

- Haja investimento atempado em centrais de produção e em infraestruturas de rede.
- Seja assegurada a disponibilização da energia pelos produtores existentes, no momento em que é necessária.

Para a determinação da garantia de abastecimento de longo prazo são normalmente usados indicadores técnicos como, por exemplo, a probabilidade de falha do sistema (LOLP - Loss Of Load Probability), a energia não fornecida (ENF), e o seu valor (VOLL - Value of loss load), entre outros. Com base nestes indicadores e tendo em consideração as características do parque electroprodutor e as previsões de procura, determina-se a margem de reserva necessária (medida pela relação entre a capacidade instalada e a ponta do consumo) e consequentemente o valor da capacidade a instalar no sistema.

Numa óptica de longo prazo, um mecanismo de remuneração de garantia de potência deverá ser estabelecido de modo a incentivar novos investimentos tendo em conta as receitas expectáveis provenientes do mercado durante o tempo de vida útil das infra-estruturas associadas a esses investimentos. Essas receitas, correspondentes ao valor da produção, em alguns casos poderão não ser suficientes para cobrir os encargos de exploração e os custos de investimento (no caso das tecnologias com elevadas utilizações, estes custos são normalmente cobertos na totalidade).

O valor da produção é tanto mais alto quanto maior e mais frequentes forem os períodos de escassez de capacidade de produção (durante os quais os preços de mercado são altos), constituindo um incentivo a novos investimentos em capacidade de produção. Nos casos em que ocorrem falhas de abastecimento, o valor da produção é associado aos custos que os consumidores estão dispostos a pagar para não serem interrompidos ou ao valor que atribuem à energia não fornecida.

O valor da produção assim determinado permite avaliar em que medida as receitas expectáveis permitem cobrir os encargos totais de diferentes tecnologias e determinar os respectivos complementos que garantam a sua viabilidade económica, quando necessário, complementos esses, a atribuir através do mecanismo de garantia de potência (componente “capacidade”).

Nesta óptica de longo médio/longo prazo o regulador poderá basear-se nos RMSA - Relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento - a publicar periodicamente pelos operadores de sistema e da informação complementar para, prospectivamente, avaliar da correcção dos incentivos

existentes para que o equilíbrio oferta/procura se mantenha dentro dos limites aceites. [No caso Português, os RMSA são publicados pelo Governo - DL 29/2006 - Art. 6º - nº 4]

Na óptica do curto prazo, o mecanismo de garantia de potência deverá incluir uma componente que incentive a maximização da disponibilidade do conjunto dos meios de produção, no momento em que a sua contribuição é necessária. Isto significa que, ao contrário da componente “capacidade” que decorre da perspectiva de longo prazo, uma eventual componente “disponibilidade” associada à perspectiva de curto prazo não deverá ser discriminatória quanto às tecnologias, devendo basear-se em dados técnicos que traduzam a disponibilidade de cada componente da produção para contribuir para o abastecimento das pontas de consumos.

Havendo necessidade de dispor da capacidade instalada para a efectiva produção de electricidade, importa determinar o índice de cobertura, que é dado pela relação entre a capacidade disponível e a ponta de consumo, em situações críticas para a operação do sistema.

Nesta óptica de curto prazo, e até de médio prazo, para além dos RMSA, em que importa conhecer a efectiva disponibilidade dos diferentes grupos electroprodutores em presença, compete, tal como acontece nos dias de hoje, ao Operador de Sistema a medição dessa disponibilidade e o reporte às autoridades competentes.

Para que o Operador de Sistema possa proceder à verificação da disponibilidade dos grupos electroprodutores e operar convenientemente o sistema em situações de emergência, importa que ele tenha a possibilidade de coordenar as indisponibilidades dos grupos das centrais ligadas à RNT. A programação independente das indisponibilidades pode conduzir à coincidência de várias indisponibilidades programadas, levando a situações de carência energética, facilmente evitáveis. Neste sentido, devem os produtores dar conhecimento ao Operador de Sistema do seu plano de manutenção programada e publicar um código de boas práticas de programação de indisponibilidades, onde sejam estabelecidas as regras de programação da manutenção, por exemplo, das centrais hídricas durante a estiagem.

Importa ainda referir a existência de algumas centrais de produção de importância particular para a operação do sistema, cujo funcionamento se revela fundamental para a segurança de abastecimento regional enquanto não for reforçada a capacidade de transporte e/ou de produção nessa zona do país¹. Deverá ser admitida a hipótese de tais centrais continuarem disponíveis para o Operador de Sistema utilizar, em determinadas condições, através da celebração de contratos a acordar e aprovar.

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

¹ No sistema eléctrico Português corresponderá, por exemplo, ao caso do centro electroprodutor de Tunes na região Algarvia.

Para que um mecanismo de garantia de abastecimento seja, de facto, um mecanismo que minimize a existência de falhas no sistema, ele deve não só incluir incentivos ao investimento em novas capacidades de produção, mas deve também ser capaz de incentivar a disponibilidade dessa capacidade, em tempo real, nos momentos de carência efectiva.

Como referido anteriormente, algumas alternativas que têm vindo a ser implantadas noutros sistemas, como a que estabelece pagamentos por garantia de potência com preços administrativos, não garantindo, muitas das vezes, a disponibilidade da potência em situações de carência. A única penalização a que estão sujeitos os produtores é, frequentemente, a perda do pagamento por garantia de potência no período em que não esteve disponível.

Nesta situação, o mecanismo tem de ser complementado com mecanismos explícitos de penalização dos produtores, que actuem sempre que estes não estejam disponíveis para produzir quando são solicitados.

De facto, se o pagamento por garantia de potência a cada produtor é função da capacidade firme, é esse valor de “capacidade firme” que o produtor deve disponibilizar ao sistema nos momentos de escassez. Um sistema de penalidades deve no mínimo incluir:

- A definição de período de carência, através de um indicador pré-estabelecido, como seja a margem de reserva, ou o índice de cobertura ou ainda um indicador relacionado com o preço do mercado diário (considerando que o preço do mercado diário sobe em situações de escassez e não por exercício de poder de mercado).
- O valor da penalização deve ser medido pelo valor da potência não disponibilizada em função da potência firme e deve ser suficientemente elevado para poder ser considerado um verdadeiro incentivo a estar disponível.

Em alternativa ao estabelecimento de uma “capacidade firme”, para as centrais de produção hidráulica de albufeira situadas na mesma bacia, poder-se-á estabelecer um valor de reserva mínima em energia em função da época do ano, que permita garantir a segurança de abastecimento do sistema nessa mesma época.

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?

Tendo em conta a experiência em Espanha com o mecanismo de garantia de potência, julga-se que o mais adequado, nesta fase de construção do MIBEL é seguir com um mecanismo desta natureza, no qual se podem, contudo, introduzir algumas melhorias.

De facto, a construção de um mercado de electricidade a nível ibérico determina uma certa harmonização no funcionamento do mercado, para que o sistema possa funcionar sem distorções de concorrência, tanto ao nível da oferta como ao nível da procura. Sendo assim, entende-se que seja

mais prioritário, nesta fase, a harmonização do mecanismo de garantia de potência do que a discussão/selecção de um dos critérios já referidos na introdução.

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?

A segurança do abastecimento pode ser conseguida através de mecanismos de actuação sobre a oferta, garantindo a existência de capacidade instalada no sistema e incentivando a disponibilidade dessa capacidade quando solicitada, ou também pela actuação do lado da procura, sendo os incentivos à eficiência energética, os mecanismos de interruptibilidade e de controlo activo de cargas não prioritárias (*demand response*) alguns exemplos de actuação sobre o consumo.

Numa perspectiva de segurança de abastecimento, os mecanismos de controlo activo de cargas devem ser privilegiados relativamente à interruptibilidade, tal como hoje funciona, uma vez que por serem actuados em caso de necessidade de forma centralizada (através dos centros de condução das distribuidoras ou mesmo do despacho da RNT) constituem uma capacidade firme (ao contrário da interruptibilidade, cujo processo de activação é complexo, moroso e sujeito à recusa do consumidor interruptível).

A base tecnológica para a implementação dos sistemas de controlo activo de cargas não prioritárias está perfeitamente disponível no mercado (infra-estruturas de comunicação com base em portadoras, na Internet ou na rede telefónica móvel). Por outro lado, existem condições favoráveis para a implementação destas soluções, quer no âmbito da aplicação da Directiva 2006/32/CE relativa à promoção da eficiência energética e aos serviços de energia, quer no âmbito da implementação das estratégias comerciais dos diferentes comercializadores.

Importa essencialmente que o modelo a conceber constitua um modelo coerente de actuação. Nesta medida, se se optar por leilões de capacidade, também se devem leiloar contratos de interruptibilidade ou de capacidade de carga controlável. Neste sistema, as quantidades de capacidade, de interruptibilidade ou de carga controlável necessárias ao sistema são preestabelecidas, sendo o preço o resultado de um mecanismo de mercado.

Caso em Portugal e Espanha se opte por um mecanismo de garantia de abastecimento baseado em pagamentos por garantia de potência com preço definido administrativamente, então os contratos de interruptibilidade ou de capacidade de carga controlável também devem ter um preço administrativo, e ambos devem ser coerentes.

Na construção de mercados regionais de electricidade por toda a EU tem-se privilegiado o conceito de mercado através da utilização de mecanismos/procedimentos possíveis. Assim, por exemplo no caso Ibérico, os mercados diário ("spot"), a prazo e o da capacidade de interligação seguem a "via mercado".

Deste modo, e admitindo que a garantia de abastecimento possa ser conseguida através da actuação, quer do lado da procura (exemplo: contratos de interruptibilidade / controlo activo de

cargas) quer do lado da oferta (exemplo: “reliability contracts”, mercados de capacidade, etc), também neste caso se podem admitir mecanismos de mercado.

Assim, e por exemplo, para o caso dos contratos de interruptibilidade / controlo activo de cargas, poder-se-ia utilizar o conceito de leilão, tendo por base uma estimativa realizada pelo Operador de Sistema da necessidade anual de capacidade susceptível de ser interrompida e/ou controlada em determinadas condições a estabelecer.

Do lado da oferta, foram já identificados diversos modelos no início desta nota.

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

Sendo, como já referido, o nível de segurança de abastecimento objecto de um acordo ibérico e único para todo o sistema, então a repartição do montante de garantia de potência pelos consumidores deve seguir um critério de uniformidade. Com uma solução de pagamento uniforme por parte dos consumidores a nível ibérico, não só não se permitem distorções de concorrência entre consumidores como se contribui para a convergência tarifária entre os dois países.

Uma vez definida a margem de reserva necessária e, assim, a capacidade disponível total para assegurar um índice de cobertura pré-definido para todo o sistema ibérico, ter-se-á uma estimativa do investimento necessário. Este montante, se dividido pela procura total ibérica, dará uma ordem da grandeza do valor unitário a assumir, por todos os consumidores ibéricos e, deste modo, não haveria discriminação entre os consumidores em Portugal e Espanha.

Ao valor unitário assim definido, e face ao consumo de cada país, fica automaticamente estabelecido o montante assignado a cada um dos sistemas, tornando o mecanismo de garantia de potência coerente com o desenho Ibérico de um mercado, dois sistemas. Este valor unitário a pagar por todos os consumidores poderá ser determinado em conjunto pelos Operadores de Sistema e proposto ao Conselho de Reguladores.

A forma ou critério de retribuição da capacidade disponível ao longo de um determinado período de tempo, semana, mês, trimestre, ano, teria por base a disponibilidade efectiva demonstrada pelo produtor e confirmada pelo Operador de Sistema e o tipo de tecnologia utilizada. Desta forma, e em linha com a política energética de cada um dos países, não necessariamente coincidente no espaço europeu, se poderá discriminar mais positivamente uma determinada tecnologia, como por exemplo, a hídrica reversível no caso Português.

De observar que este método é auto-correctivo na medida em que, a períodos de escassez de capacidade correspondem valores de “garantia de potência” superiores relativamente a uma situação de excesso de capacidade para um dado sistema.

- 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?

É possível e até desejável que se defina um mecanismo de garantia de potência harmonizado a nível ibérico.

Pretendendo-se construir um mercado único na península, pode fazer sentido acordar que o nível de garantia de abastecimento deva ser o mesmo nos dois sistemas e deva ser determinado tendo em consideração que os sistemas apresentam diferentes estruturas em termos de tecnologias de produção e de utilização de energias primárias, pelas medidas de política energética não serem coincidentes, por possuírem recursos próprios diversos, e ainda por apresentarem diferenças, nomeadamente, no peso da volatilidade associada à produção de origem hídrica ou eólica.

Desta forma, sem prejuízo de ser estabelecido um mecanismo de remuneração de garantia de potência comum aos dois sistemas ibéricos, deverá ser efectuada uma parametrização adequada a cada uma das realidades.

O mecanismo, tal como já referido, deve repercutir nos consumidores os custos relativos à garantia de potência de forma uniforme. Sendo o sistema ibérico, importa promover o investimento em capacidade de produção no sistema que mais necessita, pelo que a repartição do volume de receitas obtido dos consumidores pelos dois sistemas eléctricos deve ser feita em função do índice de cobertura de cada sistema: o sistema produtor que apresente um valor inferior da capacidade disponível face à ponta de consumo recebe um valor proporcionalmente superior ao do outro sistema. Esta constitui uma forma de incentivar o investimento em centrais de produção na área mais carenciada.

A interligação entre Portugal e Espanha tem vindo a ser reforçada nos últimos anos e existem planos de reforço adicional que farão com que a interligação ibérica, dentro de alguns anos, seja bastante robusta. A capacidade disponível para trocas comerciais (NTC) pode ser tomada em consideração, numa fase posterior, na determinação dos Índices de Cobertura em cada sistema, na medida em que, em situações de escassez, o sistema com maior capacidade disponível poderá contribuir para a segurança de abastecimento do sistema que apresenta escassez. Apesar das situações de escassez nos dois sistemas poderem ocorrer em simultâneo, não tanto por falta de capacidade instalada, mas

por falta de capacidade disponível relacionada com os regimes hidrológicos e eólicos e com as condições meteorológicas ou outras de âmbito conjuntural, são consideradas outras situações críticas na determinação dos Índices de Cobertura que, a ocorrerem em simultâneo no plano ibérico, configuram uma situação muito pouco provável. Neste contexto, as medidas a que o acordo firmado na cimeira de Santiago de Compostela se refere - "cada sistema pode, na sua área de influência, tomar as medidas adequadas para garantir o seu abastecimento energético" - tenderão a ser aplicadas em situações pontuais em que será muito pouco provável estarem os dois sistemas simultaneamente em dificuldades. Esta perspectiva coincide com as orientações da UCTE para a elaboração dos balanços em potência.