



**Harmonização Regulatória da Integração da Produção em
Regime Especial no MIBEL e na Operação dos Respectivos
Sistemas Eléctricos**

Resposta a Consulta Pública

2011-12-15

Índice

1	Valorização da Energia em Referencial de Mercado.....	3
2	Horizontes de Programação da PRE em Mercado	4
3	Adequação das Regras de Mercado aos Actuais Níveis de PRE	4
4	Representação ou Agregação da PRE	8
5	Valorização, Repercussão e Liquidação de Desvios da PRE	9
6	Cálculo das Reservas e da Capacidade de Interligação	9
7	Troca de Serviços de Sistema e Funcionamento dos Respectivos Mercados em Portugal e Espanha	10
8	Operação das Redes: As Cavas de Tensão e o Controlo da Energia Reactiva	11
9	Coordenação, Agregação e Controlo da Produção Renovável Injectada na Rede/ Visibilidade – Centros de Controlo e/ou Remissão de Telemidas	12
10	Aspectos Retributivos	12
11	Acesso de Terceiros à Rede	13
12	Garantia de Origem e rotulagem de Electricidade.....	13

1 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA EM REFERÊNCIAL DE MERCADO

1. Numa óptica de formação do preço da energia eléctrica, a inclusão da PRE em mercado marginalista é uma solução mais eficiente que o seu despacho fora desse referencial?

Considera-se que a integração da Produção em Regime Especial no mercado organizado apresenta as seguintes vantagens:

- 1) Incentivo económico para os PRE melhorarem as suas previsões de produção ou ajustarem os seus programas antecipadamente nos mercados intradiários, de forma a minimizarem os custos com desvios e, por consequência, as mobilizações de reserva de regulação;
- 2) Aumento da produção vendida em mercado é um factor potenciador da concorrência;
- 3) A necessidade de cobertura de preço por parte da PRE fomentaria a liquidez dos mercados a prazo;

Do ponto de vista da gestão técnica do sistema é positivo que se encontrem soluções que aproximem o mais possível, o programa de mercado da PRE da sua produção real, dado que isso permite à gestão técnica do sistema focar-se na resolução de eventos de sistema inesperados, em vez de lidar com desvios que poderiam ter sido de menor dimensão.

2. Preços negativos: Deveria admitir-se a possibilidade de ofertas com preço negativo? Se sim, apenas nos mercados de reserva? Estes seriam compatíveis com a utilização de preços marginais?

Existem situações em que a existência de um preço negativo se pode justificar, nomeadamente:

- Quando um grupo térmico é obrigado a desacoplar por períodos muito curtos - o custo do arranque pode tornar atractivo ao produtor pagar para produzir evitando desta forma este custo;
- Da mesma forma, um co-gerador que participe em mercado pode ter interesse em pagar para produzir, de forma a evitar uma paragem do fornecimento de calor à instalação industrial;
- Quando um PRE pretende evitar o seu desacoplamento - como a remuneração da PRE pode ser complementada por um sistema de incentivo à produção de energia, o PRE pode ter um estímulo para continuar a produzir apesar de, caso este sistema de incentivo esteja assim desenhado, sofrer uma redução na sua remuneração global.

Apesar de a definição de preços máximos e mínimos reflectir as especificidades regionais, parece importante que a sua definição tenha em conta, de alguma forma, os processos de harmonização do mercado europeu de electricidade.

3. Repartição de custos: Deveria recair sobre a PRE parte dos custos das medidas adoptadas (mercados de reserva, instalações de bombagem, produção em períodos de ponta, gestão dos desvios, etc.)? Ou deveriam, ao invés, repercutir-se os custos exclusivamente pela procura?

Actualmente, dado que o incremento da PRE resulta de políticas de interesse geral e a remuneração é garantida em tarifa com o CUR, os sobrecustos resultantes dos desvios de programação afectos à PRE são imputados ao consumo.

Contudo, parece pertinente introduzir um incentivo à previsão da PRE, introduzindo uma afectação de encargos, a partir de determinado valor ou % de desvios face à previsão.

2 HORIZONTES DE PROGRAMAÇÃO DA PRE EM MERCADO

4. Aprovisionamento da PRE a prazo: Constitui um instrumento de estabilização da produção da PRE e de mitigação dos desvios?

A PRE, devido ao carácter intermitente de algumas tecnologias, estará sempre sujeita a desvios.

A venda da produção da PRE no mercado a prazo poderá funcionar como um mecanismo de estabilização do sobrecusto do sistema, uma vez que permitiria compensar a volatilidade da formação dos preços no mercado spot.

5. Aquisição da PRE pelos comercializadores (em instrumentos de mercado) como mecanismo de sourcing de energia? Considera que este tipo de medida é favorável à concorrência?

Consideramos que os PRE, tal como acontece para os clientes, poderão optar entre contratualizar as entregas de energia aos comercializadores, funcionando estes últimos como representantes, transaccionar energia através do mercado organizado ou através de contratação bilateral e transaccionar energia através do mercado financeiro gerido pelo Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português (OMIP) sendo que a sua participação no mercado reduziria os níveis de concentração do mercado organizado e, por consequência, aumentaria a concorrência.

3 ADEQUAÇÃO DAS REGRAS DE MERCADO AOS ACTUAIS NÍVEIS DE PRE

6. Haverá a necessidade de redesenhar o mercado diário de modo a que permita realizar ofertas por blocos em detrimento das ofertas complexas, de forma a ajustar as restrições técnicas a um período de horas do dia?

Consideramos que a questão é mais dirigida aos Agentes de Mercado.

7. Um desdobramento do número de sessões de mercado intradiário contribui para uma efectiva adequação dos desvios de previsão associados à PRE ou a existência de um mercado a contínuo responde melhor a este propósito?

A existência de um mercado intradiário a contínuo responde claramente melhor.

No âmbito da construção do mercado europeu de energia eléctrica, encontra-se em fase de definição um mercado intradiário contínuo de âmbito pan-europeu que, de acordo com as Framework Guidelines on Capacity Allocation and Capacity Management (FGCACM), deverá alocar toda a capacidade de interligação entre áreas e que poderão ser complementadas por sessões de mercado.

De uma forma sucinta, prevê-se que este mecanismo funcione da seguinte forma:

- 1) Cada Operador de Mercado receberá as ofertas dos Agentes de Mercado que actuam na sua área de influência;
- 2) Enviará as ofertas para o *Shared Order Book*. Plataforma pan-europeia que concentrará a liquidez das diversas áreas.
- 3) O *Shared Order Book*, tendo em atenção as capacidades de interligação entre as diversas áreas, estabelece transacções económicas entre os diversos Agentes de Mercado europeus;
- 4) O *Shared Order Book* comunica aos Operadores de Mercado correspondentes, que posteriormente comunicarão aos Agentes de Mercado envolvidos, o estabelecimento das respectivas transacções.

Com este mecanismo garante-se que, por exemplo, um Agente de Mercado português possa estabelecer uma transacção com um Agente de Mercado finlandês, consagrando assim a constituição de um mercado europeu.

A figura seguinte, retirada da apresentação efectuada pelos Reguladores na nona reunião do Implementation Group da SWE do ACER, apresenta as datas de implementação do projecto.

Project / region	2011		2012				2013				2014			
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
NWE project						*							**	√
CWE region			1			√								
Northern region			1			√								
FUI region				2		3√								
CS region			4			5								
SW region						√	...							
CE region		6			7	8				√				
Baltic region										√	...			
SE Region													...	√
CACM FG target model implementation														√

Key:

* - NWE intraday 1 step; ** - NWE intraday 2 step; √ - implicit intraday solution; ... - unclear whether would join NWE

7

No início de 2011 foi apresentada na oitava reunião do Implementation Group da SWE do ACER, na sequência do relatório da CNE n.º 24/2010 de 14 de Setembro, uma proposta de desdobramento do número de sessões de mercado intradiário pela REE e OMIE, correspondendo:

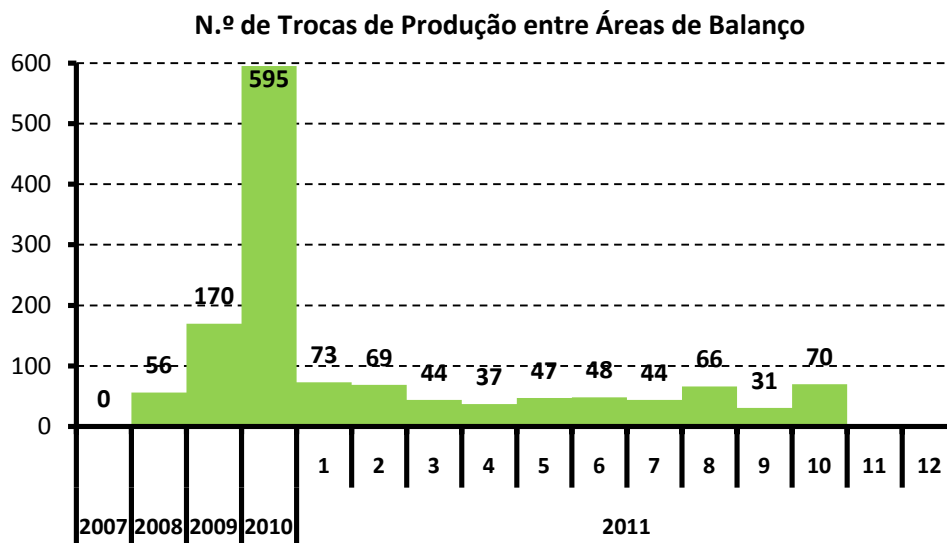
- (a) Redistribuição, de forma uniforme, das sessões do mercado intradiário;
- (b) Aumento do número de sessões do mercado intradiário, de seis, para oito;
- (c) Eliminação do processo de resolução de restrições técnicas dos resultados do mercado intradiário.

No entanto, a REN considera imprescindível que os resultados do mercado intradiário sejam validados tecnicamente. Com a metodologia proposta iriam ser onerados os consumidores por restrições técnicas resultantes do estabelecimento dessas transacções sem validação técnica, razão pela qual não mereceu a nossa concordância.

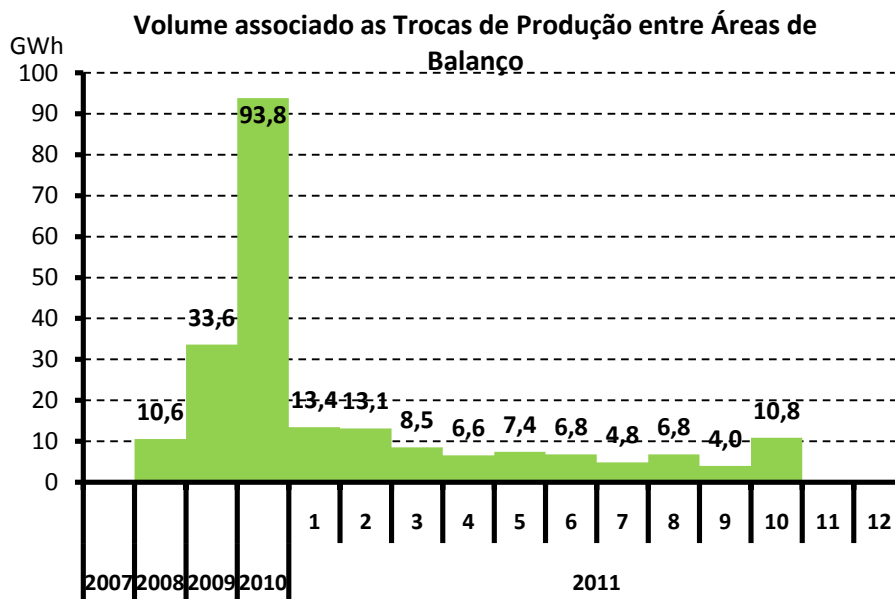
Tendo em mente as metodologias descritas anteriormente, realizando uma análise comparativa das duas opções, consideramos que:

- (a) O mercado intradiário contínuo permite que os PRE possam transaccionar energia eléctrica até uma hora antes do período de entrega, enquanto as sessões do mercado, para a proposta da REE e OMIE considerando que existem 30 minutos para a realização da validação técnica das transacções do mercado, permitem transaccionar energia eléctrica com entrega entre duas horas e quatro horas (considerou-se apenas as horas que não podem ser alteradas no intradiário subsequente). Neste âmbito consideramos que como o mercado intradiário contínuo permite a realização de alterações mais perto do momento de entrega de energia, esta será a solução mais adequada;
- (b) Atualmente, devido às características dos aproveitamentos hidroeléctricos nacionais (principalmente, os que se encontram no Douro Internacional) foi criada a possibilidade de um Agente de Mercado poder, até uma hora antes do momento de entrega, trocar a produção entre as Áreas de Balanço a ele associadas. A existência deste mecanismo demonstra a necessidade da

existência de um mercado intradiário contínuo que permita a realização de transacções o mais perto possível do momento de entrega de energia (ver figura seguinte);



Pela figura seguinte pode-se constatar, que apesar deste mecanismo apenas ser utilizado entre sessões do mercado intradiário, ser de âmbito nacional e estar restringido a Agentes de Mercado que tenham mais de uma Área de Balanço, tem apresentado valores transaccionados consideráveis.



- (c) Tendo em atenção a proximidade geográfica entre Portugal e Espanha, é expectável que as condições meteorológicas sejam muito aproximadas, o que poderá implicar que numa situação de excesso/deficit de produção em regime especial, esta não possa ser escoada para Espanha. Desta forma, visto que o mercado intradiário contínuo tem um carácter pan-europeu e as sessões intradiárias têm um carácter regional, consideramos que o primeiro apresenta muito melhores condições para maximizar a integração de energia renovável do mercado europeu de energia eléctrica;

Por fim, consideramos que o estabelecimento de um mercado intradiário contínuo de âmbito pan-europeu constituiu um objectivo claro que se encontra definido nas FGCACM, sendo a solução que mais favorece a livre transacção de bens definido pela legislação comunitária.

4 REPRESENTAÇÃO OU AGREGAÇÃO DA PRE

8. Caracterização: Deveria a representação (ou agregação) ser uma actividade em si mesma ou é de alguma forma assimilável à actividade de comercialização? Deverá envolver sempre obrigações de pagamento (e direitos de recebimento)?

A REN é favorável à agregação da PRE, com especial enfoque na criação de centros de controlo associados a cada agente agregador que facilitem o relacionamento técnico com os PRE e a sua integração no mercado.

Os desvios de produção da PRE face ao programa de mercado podem ser mitigados se estas instalações forem representadas por um agente, agregando a sua produção, permitindo minorar os desvios.

A REN concorda que as instalações de produção em regime especial possam ser representadas pelos comercializadores desde que seja garantida a separação, em termos de desvios, entre a actividade de comercialização e agregação da PRE. No entanto, esta alteração dos possíveis relacionamentos dos Comercializadores poderá requerer uma alteração à legislação e regulamentação actual.

Desta forma, todas as obrigações de pagamento e direitos de recebimento seriam da responsabilidade do comercializador, sendo este o responsável pela liquidação dos desvios da PRE e pela prestação de garantias suficientes.

9. Representação „de último recurso“: É necessária, mesmo que transitoriamente? Se sim, dever-se-ia estabelecer um limite de potência para enquadrar este conceito?

Tendo em atenção o actual enquadramento, a existência de um representante ou comercializador de “último recurso” parece ser importante para assegurar que, instalações às quais se imponha uma hipotética obrigatoriedade de transição para o regime de mercado, a possam efectuar mesmo que não encontrem de imediato um comercializador ou um representante disposto a transaccionar a sua energia.

Em relação ao limite de potência, pareceria adequado que, a partir de determinada dimensão (ex. 50MW) as instalações não pudessem recorrer ao estatuto definido no ponto anterior

Tendo em atenção a sua pequena dimensão, nos regimes de mini e micro-produção, a produção deve ser agregada na carteira dos seus comercializadores pois:

- 1) A dimensão da esmagadora maioria das instalações é inferior ao limite mínimo de 0,1 MW para o qual a energia é transaccionada no mercado organizado;
- 2) As instalações já têm, obrigatoriamente, de ter um contrato de consumo local com um comercializador pelo que faz mais sentido a liquidação de desvios ser feita na carteira do comercializador;
- 3) A produção total destas unidades não tem impacto significativo na gestão do sistema.

5 VALORIZAÇÃO, REPERCUSSÃO E LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS DA PRE

10. Âmbito de consolidação dos desvios: Que restrições se poderiam colocar e com que justificação?

As agregações da produção em regime especial devem efectuar-se por área de controlo e não deverão ser agregadas a eventuais consumos do agregador.

Deste modo facilita-se a gestão do sistema e clarifica-se a estrutura de custos afecta à participação da PRE no MIBEL. Permite, por um lado, uma gestão centralizada do mix para controlar a intermitência de determinadas tecnologias, caso o agente agregador tenha essa capacidade, por outro, a determinação de forma clara, quer da possível participação em mercado de reserva de regulação (regulação a baixar), quer da eventual partilha com o sistema vizinho de excesso de produção, através da participação em mercado de serviços de sistema.

Refira-se que no actual enquadramento regulamentar nacional a PRE renovável é prioritária, pelo que a sua participação nos mercados de serviços de sistema (regulação para baixar) só poderá ocorrer quando estiverem esgotadas as ofertas das outras fontes.

11. Referência para cálculo: Contra que programa de mercado se devem medir e apurar os desvios?

Os desvios da produção deverão ser apurados face ao programa que reflecta as participações do produtor em regime especial, ou do seu agregador, nos diversos mercados.

6 CÁLCULO DAS RESERVAS E DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

12. Horizonte temporal: A partir de que período no tempo não se deveria admitir reduções na capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha? Quando é que os valores de capacidade de interligação deverão adquirir carácter firme?

Consideramos que não se deverá proceder alteração da presente metodologia isto é, a capacidade de interligação disponível para fins comerciais deverá ser sempre passível de alteração. Ao possibilitar a alteração da capacidade de interligação até ao momento de encerramento do mercado diário, permite que esta seja determinada com a melhor informação disponível e evitar que o Sistema Eléctrico Nacional seja onerado com os sobrecustos resultantes de eventuais acções coordenadas de balanço, desacoplamento de grupos térmicos, custos de resolução de restrições técnicas, etc.

No entanto, consideramos que existem outros mecanismos de alocação da capacidade de interligação, nomeadamente, os leilões de capacidade de interligação de PTR (*Physical Transmission Rights*) com a possibilidade de UIOSI (Use it or Sell it), que poderão acautelar o objectivo preconizado na pergunta, ou seja, firmeza da capacidade de interligação.

13. Possíveis actuações irregulares: Poderiam os operadores de sistema estar a criar restrições na capacidade de interligação para resolver restrições de rede eminentemente internas?

A REN nunca reduziu a capacidade de interligação com as redes vizinhas no sentido exportador, com o objectivo de minimizar os custos de redespacho originado por restrições internas, limitando dessa forma o acesso dos consumidores vizinhos aos meios de produção portugueses.

As limitações que têm ocorrido na capacidade de interligação, têm surgido para evitar a redução da energia eólica, devido a falta de consumo em Portugal, e para garantir adequados níveis de reserva. As mesmas encontram-se enquadradas pelas disposições da directiva 2009/28/CE do Parlamento e do Conselho de 23 de Abril de 2009, pelo regulamento n.º 714/2009 do Conselho e do Regulamento da Rede de Transporte.

7 TROCA DE SERVIÇOS DE SISTEMA E FUNCIONAMENTO DOS RESPECTIVOS MERCADOS EM PORTUGAL E ESPANHA

14. Preço associado à troca de serviços de sistema descrito: Qual seria o preço justo para a energia transaccionada na interligação no sentido de Portugal para Espanha? E de Espanha para Portugal?

Na proposta apresentada ao conselho de reguladores do MIBEL, a REN e a REE propõem que o preço da energia transaccionada no sentido de Portugal e Espanha seja:

- 1) O preço horário do mercado organizado, para situações em que se pretende evitar desacoplamentos de grupos térmicos e descargas de aproveitamentos hidroeléctricos;
- 2) Em situações em que se pretenda evitar o desacoplamento de PRE, o preço desta produção, considerado pela ERSE na definição das tarifas de acesso às redes, deduzida do preço oferecido

pelos PRE para se manterem acoplados à rede. Esta metodologia pressupõe que a PRE apresente ofertas de um determinado valor para se manter a produzir energia eléctrica, o que permite à REN obter uma ordem de mérito para efectuar os desacoplamentos da PRE que forem inevitáveis.

Com esta metodologia, pretende-se que a energia transaccionada neste mecanismo reflecta o custo que esta tem para o Sistema Eléctrico Nacional.

15. Dada a entrada em funcionamento do mecanismo definitivo prevista apenas para o 4.º trimestre de 2014, quais são as barreiras existentes que não permitem a concretização mais rápida dos objectivos propostos para a fronteira Portugal-Espanha?

Estima-se que no quarto trimestre de 2012, após a publicação pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) das *Framework Guidelines on Balancing*, seja solicitado à *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) a elaboração do respectivo *Network Code*.

Entre outros aspectos, este *Network Code* irá detalhar qual deverá ser o mecanismo de troca de serviços de sistema que deverá ser implementado ao nível europeu.

Visto que se prevê que este *Network Code* esteja concluído no final de 2013, de forma a garantir que o desenvolvimento dos mecanismos de troca de serviços de sistema é realizado de uma forma coordenada ao nível europeu e de forma a evitar o investimento em sistemas informáticos que, após a publicação dos *Network Codes*, focarão obsoletos, consideramos que esta fase só deverá ser concretizada após haver uma clara definição, no âmbito europeu, deste mecanismo.

No entanto, após a concretização e estabilização da presente fase, a REN encontra-se à disposição para equacionar o aprofundamento do mecanismo de troca de serviços de sistema nomeadamente, através da troca de excedentes de reserva de regulação com a REE.

8 OPERAÇÃO DAS REDES: AS CAVAS DE TENSÃO E O CONTROLO DA ENERGIA REACTIVA

16. Âmbito e importância: Considera relevante a harmonização no âmbito MIBEL dos critérios operativos sobre esta matéria ou é preferível aguardar uma harmonização comunitária?

A REN julga que será preferível aguardar pela harmonização comunitária, atendendo a que no ano transacto se estabeleceram novos critérios operativos, através da publicação duma nova versão do Regulamento da Rede de Transporte, e que no presente se encontra em discussão a referida harmonização comunitária.

17. Elementos de destaque: Que critérios considera mais úteis de entre os que estão já presentes na regulação portuguesa e espanhola? Que critérios considera serem dispensáveis?

Julgamos que os critérios existentes na regulamentação portuguesa e espanhola são semelhantes. No caso da regulamentação portuguesa julgamos que seria positivo evoluir do controlo da energia reactiva para a regulação de tensão.

9 COORDENAÇÃO, AGREGAÇÃO E CONTROLO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL INJECTADA NA REDE/ VISIBILIDADE – CENTROS DE CONTROLO E/OU REMISSÃO DE TELEMEDIDAS

18. Há razões para uma harmonização entre Portugal e Espanha sobre o modelo como as questões da coordenação, agregação, controlo, redução e eventual interrupção da produção de origem renovável que é injectada na rede eléctrica são tratadas pelas REE e REN?

Julgamos que a extensão da obrigatoriedade de agregação da produção PRE superior a 10 MW em centros de controlo da produção, em Portugal, seria extremamente positivo.

19. Apesar de se continuar a garantir o carácter prioritário da PRE, considera que se deve prever a emissão de ordens de redução ou interrupção da produção em regime especial nos procedimentos correntes do despacho da REN ou da REE?

Sim, contudo o actual Regulamento da Rede de Transporte define que essas regras e procedimentos deverão ser efectuados por despacho do director-geral de Energia e Geologia.

10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

20. Simplificação e harmonização: Quais as vantagens e inconvenientes da simplificação e harmonização das categorias retributivas e conseqüentemente das próprias compensações?

Em relação a esta questão, a REN partilha a visão da ENTSO-E, em que os regimes de apoio às renováveis devem ser desenhados para não distorcer os sinais económicos enviados pelos preços de mercado.

A REN é favorável a soluções que privilegiem a interacção com o mercado, responsabilizando a PRE pelos desvios relativos ao seu programa de produção, incentivando a PRE a melhorar as suas previsões de produção e a utilizar as diversas janelas de transacção do mercado intradiário para fazer os ajustes necessários de forma a minimizar os desvios.

A harmonização entre os dois países é importante no sentido de evitar distorções de mercado que possam decorrer da aplicação de regras de despacho diferentes para situações idênticas.

As medidas de harmonização entre Portugal e Espanha deverão ter em consideração os processos de harmonização no âmbito do mercado europeu de electricidade.

21. “Road map” e regimes transitórios: Se optou pela convergência, que proposta apresentaria (medidas e prazos) para a sua realização, e para a equiparação de instalações existentes?

11 ACESSO DE TERCEIROS À REDE

22. Reserva de capacidade: Qual o enfoque que considera preferível relativamente à precedência temporal no despacho das distintas instalações de PRE?

23. Prioridade de despacho: Até que horizonte de programação considera que deveria estender-se? Que outras limitações se podem identificar e propor?

12 GARANTIA DE ORIGEM E ROTULAGEM DE ELECTRICIDADE

24. Que vantagens e inconvenientes se podem identificar na integração dos sistemas de garantia de origem e rotulagem da electricidade a nível ibérico?

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 23/2010 foi atribuída à REN a incumbência de implementar a Entidade Emissora de Garantias de Origem de Cogeração, EEGO. No âmbito da referida incumbência a REN deverá proceder:

- (a) A implementação e gestão de um sistema de emissão de Garantias de Origem (GO) da electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência, compreendendo:
 - (i) O registo de instalações de produção de electricidade em cogeração de elevada eficiência;
 - (ii) A emissão, transferência, cancelamento e anulação de Garantias de Origem da electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência.
- (b) A implementação e gestão de um sistema de recolha e registo de informação relativa às instalações de cogeração eficiente, mas não de elevada eficiência, compreendendo:
 - (i) O registo de instalações de produção de electricidade em cogeração eficiente;
 - (ii) A emissão, transferência, cancelamento e anulação de Certificados de Origem (CO) da electricidade produzida em cogeração eficiente.
- (c) A realização, directamente ou através de auditores reconhecidos pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), de acções de auditoria e monitorização de instalações e equipamentos de produção, assim como dos equipamentos de medição de energia, que permitam e assegurem a correcta qualificação das instalações e certificação da electricidade produzida;
- (d) A disponibilização para consulta pública da informação relevante e não confidencial relativa à transacção de Garantias de Origem e Certificados de Origem;
- (e) A realização de outras acções e procedimentos considerados necessários no desempenho das suas funções.

Os CO e as GO emitidos ao abrigo desta legislação certificam a poupança de energia primária alcançada pelas instalações de cogeração e deverão ser entregues ao Comercializador de Ultimo Recurso para que este possa proceder ao pagamento dos prémios e a tarifa da referência previstos na referida legislação.

Neste âmbito, como não se prevêem interações significativas entre as GO da electricidade produzida em cogeração de elevada eficiência e, o sistema de rotulagem, existem algumas particularidades na legislação nacional que podem dificultar a sua integração (por exemplo: a existência de certificados de origem), as responsabilidades das diversas entidades ser distinta (por exemplo: a REN deverá, directamente ou através de auditores reconhecidos pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), promover a realização de acções de auditoria e monitorização de instalações e equipamentos de produção) consideramos que a sua integração é contraproducente.

Em termos de sistema de rotulagem, como podem/poderão existir particularidades na legislação nacional que não sejam compatíveis com a integração destes sistemas consideramos que deve ocorrer uma harmonização de regras e procedimentos em vez da sua integração.