

RESPOSTAS ÀS QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA PELO

Conselho de Reguladores do MIBEL

***Harmonização regulatória da integração da Produção em Regime Especial no MIBEL
e na operação dos respectivos Sistemas Eléctricos***

14 de Dezembro de 2011

ÍNDICE

NOTA INTRODUTÓRIA	4
RESPOSTAS ÀS QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA	5
3.1 Valorização da energia em referencial de mercado	5
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?	5
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?	7
3. Repartição de custos: Deveria recair sobre a PRE parte dos custos das medidas adoptadas (mercados de reserva, instalações de armazenamento, produção em períodos de ponta, etc.)? Ou deveriam, ao invés, repercutir-se os custos exclusivamente pela procura?	8
3.2 Horizontes de programação da PRE em mercado	9
4. Aprovisionamento da PRE a prazo: Constitui um instrumento de estabilização da produção da PRE e de mitigação dos desvios?	9
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?	9
3.3 Adequação das regras de mercado aos actuais níveis de PRE	10
6. Haverá a necessidade de redesenhar o mercado diário de modo a que haja possibilidade de realizar ofertas por blocos em detrimento das ofertas complexas, de forma a ajustar as restrições técnicas a um período de horas do dia?	10
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?	10
3.4 Representação ou agregação da PRE	10
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)?	10
9. Representação “de último recurso”: É necessária, mesmo que transitoriamente? Se sim, dever-se-ia estabelecer um limite de potência para enquadrar este conceito?	11
3.5 Valorização, repercussão e liquidação de desvios da PRE	11
10. Âmbito de consolidação dos desvios: Que restrições se poderiam colocar e com que justificação?	11
11. Referência para cálculo: Contra que programa de mercado se devem medir e apurar os desvios?	12
3.6 Cálculo das reservas e da capacidade de interligação	12
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 disponível deverão adquirir carácter firme?	12

13. Possíveis actuações irregulares: Poderiam os operadores de sistema estar a criar restrições na capacidade de interligação para resolver restrições de rede eminentemente internas?.....	12
3.7 Troca de serviços de sistema e funcionamento dos respectivos mercados em Portugal e Espanha.....	12
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?	12
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?	13
3.8 Operação das redes: as cavas de tensão e o controlo da energia reactiva.....	13
16. Âmbito e importância: Considera relevante a harmonização no âmbito MIBEL dos critérios operativos sobre esta matéria ou é preferível aguardar uma harmonização comunitária?	13
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?	13
3.9 Coordenação, agregação e controlo da produção renovável injectada na rede/ Visibilidade — Centros de controlo e/ou remissão de telemedidas.....	14
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?.....	14
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?.....	15
3.10 Aspectos Retributivos	15
20. Simplificação e harmonização: Quais as vantagens e inconvenientes da simplificação e harmonização das categorias retributivas e consequentemente das próprias compensações?	15
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?	15
3.11 Acesso de Terceiros à Rede	16
22. Reserva de capacidade: Qual o enfoque que considera preferível relativamente à precedência temporal no despacho das distintas instalações de PRE?	16
23. Prioridade de despacho: Até que horizonte de programação considera que deveria estender-se? Que outras limitações se podem identificar e propor?	16
3.12 Garantia de Origem e Rotulagem da electricidade	17
24. Que vantagens e inconvenientes se podem identificar na integração dos sistemas de garantia de origem e rotulagem da electricidade a nível ibérico?	17

NOTA INTRODUTÓRIA

A APREN, como representante de aproximadamente 90% da potência da Produção em Regime Especial Renovável (PRE-FER) instalada em Portugal, considera o tema desta consulta pública de extrema importância, na medida em que propõe regras futuras para a operação e remuneração dos centros electroprodutores da referida categoria. No entanto, o lançamento da consulta pública suscita algumas preocupações que a APREN gostaria de salientar.

Em primeiro lugar, tendo em conta a importância da integração da PRE no MIBEL e a operação dos sistemas eléctricos, e as consequências que a implementação das alterações previstas terá no sector, a APREN considera que este assunto deveria ser discutido num fórum privado, com a participação dos principais intervenientes do sector a nível Ibérico, nomeadamente as outras Associações do sector PRE, o TSO, o DSO, os organismos oficiais com tutela na área da energia, além dos membros do Conselho de Reguladores. Este fórum permitiria uma intervenção organizada dos vários *stakeholders*, e deveria ter *timings* que possibilitem a reflexão adequada a um tema tão complexo.

Nesse sentido, sugere-se que os resultados da presente consulta pública sejam utilizados como base para o debate proposto, e não como orientações a implementar sem posterior discussão. A APREN já iniciou um processo interno de reflexão sobre o novo modelo de organização do sistema eléctrico, cujas linhas orientadoras gostaria de partilhar com os decisores responsáveis por esta área e demais intervenientes em momento oportuno.

Como ponto prévio à análise de qualquer uma das questões colocadas, a APREN quer deixar claro que quaisquer alterações a implementar anteriores às datas previamente estabelecidas em contratos e na legislação vigente, só poderão ser encaradas numa óptica voluntária por parte dos promotores que assim o entendam, e salvaguardando o regresso ao sistema actual até à data imposta na legislação.

Apesar de tanto Portugal e Espanha terem implementado uma estratégia de promoção da PRE, essa estratégia foi concretizada de forma diferente nos dois países, resultando em diferentes regras regulamentos. Em particular no que diz respeito à integração no mercado, Espanha está mais avançada do que Portugal, pelo que se deve prever um período transitório de adaptação aos produtores portugueses na implementação de quaisquer medidas previstas.

É do entender da APREN que se deve trazer também para discussão a questão da existência de um verdadeiro mercado, sendo necessária uma definição clara e transparente do mercado marginalista Ibérico, e sua posterior implementação, removendo as actuais diferenças e barreiras entre fronteiras. A acrescentar a este debate, deve-se ainda ter em consideração as novas orientações europeias de energia e clima, que apontam caminho para um *mix* de produção de electricidade cada vez mais renovável, e por isso com características operacionais muito próprias, e onde a procura deve ter um papel activo.

A APREN reitera a importância de definir um modelo coerente de organização do sistema eléctrico ibérico no horizonte 2020 e a definição dos passos intermédios que permitam uma transição eficiente da situação actual para um novo modo de organização e de funcionamento da indústria eléctrica na Península Ibérica.

Como nota final a APREN manifesta toda a sua disponibilidade e interesse no diálogo sobre este e outros temas relevantes para o sector da PRE-FER, esperando poder trabalhar em conjunto com as autoridades nacionais.



RESPOSTAS ÀS QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

3.1 Valorização da energia em referencial 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?

Esta pergunta tem implícito o pressuposto de que existe “um mercado” (marginalista) no qual a PRE pode ou deve ser incluída. Ora a verdade é que não existe “um mercado” – nem em abstracto, nem na prática.

Em abstracto, existem vários modelos de mercados de electricidade. Mesmo reduzindo o universo dos modelos através da qualificação “marginalista”, continua a existir uma grande diversidade de modelos. Não existe portanto um modelo universal. Se esse modelo único existisse, ele teria sido certamente adoptado pela União Europeia (UE). A verdade é que o legislador europeu, embora tenha estabelecido como objectivo a criação de um mercado interno de energia, nunca definiu positivamente um modelo único. Nos Estados Unidos da América, o regulador federal (FERC) tentou definir um “*standard market model*” e rapidamente abandonou essa intenção.

Na prática, existem vários modos de organização de mercados de electricidade. Embora se assista a uma convergência gradual das formas de organização dos mercados de electricidade no interior da União Europeia, está-se ainda muito longe da existência de um mercado único. Mesmo no espaço ibérico, dez anos após o início da construção do mercado ibérico de electricidade (MIBEL), persistem diferenças substanciais entre Portugal e Espanha, por exemplo no que diz respeito à utilização das interligações, ao funcionamento dos serviços de sistema, aos pagamentos por capacidade, ao tratamento da interruptibilidade, aos sistemas de contagem inteligente, etc.

Assim, a resposta a esta pergunta só é possível se se definir primeiro, de forma clara e completa, o que se entende concretamente por “mercado marginalista”.

A APREN considera útil e urgente que os Governos de Portugal e Espanha revejam o modelo de organização do MIBEL, tendo em conta:

- A experiência entretanto acumulada, na Península Ibérica e na UE;
- Os atrasos e incumprimentos na implementação dos sucessivos acordos bilaterais;
- Os objectivos de política de energia e clima dos dois países, no quadro dos compromissos assumidos na UE, nomeadamente no que diz respeito ao incremento da PRE-FER.

O Conselho de Reguladores poderá, e deverá, desempenhar um papel essencial nessa revisão necessária e urgente. Contudo, a APREN chama desde já a atenção para o facto de a Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, ser clara quanto à prioridade do despacho da PRE renovável (alínea c) do nº. 2 do artigo 16º):

“Os Estados-Membros devem assegurar que, no despacho de instalações de produção de electricidade, os operadores das redes de transporte dêem prioridade às instalações de produção que utilizam fontes de energia renováveis, na medida em que o funcionamento seguro da rede nacional de energia o permita e com base em critérios transparentes e não discriminatórios. Os Estados-Membros devem assegurar que sejam tomadas medidas operacionais adequadas relativas à rede e ao mercado a fim de

minimizar as limitações da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Caso sejam tomadas medidas significativas para limitar as fontes de energia renováveis com o objectivo de garantir a segurança do sistema nacional de electricidade e a segurança do abastecimento energético, os Estados-Membros devem assegurar que os operadores dos sistemas responsáveis apresentem relatórios sobre essas medidas e indiquem que medidas correctivas tencionam tomar para impedir limitações injustificadas.”

A prioridade de despacho da PRE renovável decorre da necessidade de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa associadas à produção de energia eléctrica. Este é o motivo pelo qual, em 2008, os Estados-Membros decidiram por unanimidade promover a difusão das fontes de energia renováveis, assumindo metas quantitativas no horizonte 2020. Posteriormente, essas metas foram confirmadas e reforçadas com o estabelecimento de um roteiro de descarbonização para o horizonte 2050. Seja qual for o modelo de mercado adoptado, ele deve, portanto, permitir a descarbonização do sector eléctrico, garantindo o despacho prioritário da PRE renovável. A Directiva 2009/28/CE enuncia com muita clareza este princípio (nº 1 do artigo 16º):

“Os Estados-Membros devem tomar as medidas adequadas para desenvolver a infra-estrutura de rede de transporte e distribuição, redes inteligentes, instalações de armazenamento e o sistema de electricidade, a fim de permitir o funcionamento seguro do sistema de electricidade à medida que este se adapta ao desenvolvimento futuro da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, incluindo a interligação entre Estados-Membros e entre Estados-Membros e países terceiros.”

Ou seja: é o “sistema [tradicional] de electricidade” que tem que se adaptar “ao desenvolvimento futuro da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis” e não o contrário.

O documento de suporte à consulta pública do Conselho de Reguladores do MIBEL indica que

“O contínuo aumento da potência instalada de PRE (em Portugal) tem conduzido a que a sua contribuição para a satisfação do consumo venha a aumentar, atingindo 34,4% em 2010 (...). O peso das renováveis, que inclui a hídrica em regime ordinário e não inclui a cogeração não renovável, atingiu em 2010 um valor de cerca de 54% do consumo nacional.”

Estes números revelam que Portugal está no caminho certo para cumprir os seus compromissos em matéria de produção de electricidade a partir de fontes renováveis de energia. A APREN congratula-se com o facto de os seus Associados contribuírem decisivamente para este sucesso nacional, tanto mais importante quanto neste momento Portugal sofre as pesadas consequências do incumprimento de compromissos assumidos em vários planos, da dívida pública aos rácios de sustentabilidade da indústria financeira.

Este sucesso da produção de electricidade a partir de fontes renováveis de energia é muito importante porque permite alavancar a descarbonização de outros sectores, nomeadamente a indústria e os transportes. Este último sector é o principal responsável pelas emissões de gases com efeito de estufa e coloca em perigo o cumprimento das metas de emissões assumidas por Portugal, o que poderá obrigar à compra de direitos de emissão, agravando ainda mais a dívida pública. A introdução de viaturas eléctricas constitui uma forma de reduzir essas emissões, o que só será eficaz se for alimentada por electricidade de origem não fóssil. Quanto mais verde for a electricidade consumida em Portugal, mais eficiente e eficaz será o investimento – público e privado - no transporte eléctrico.

A APREN reconhece que as taxas actuais de penetração da PRE em geral, e da PRE-FER em particular, constituem um enorme desafio ao funcionamento de mercados concebidos no século passado e baseados em produção convencional. A este desafio juntam-se outros, como a difusão da viatura eléctrica e a participação da procura nos mercados, possibilitada pela introdução de contadores inteligentes. Importa por isso definir, em primeiro lugar, um modelo coerente de organização do sistema eléctrico no horizonte 2020 que tenha em conta os vários objectivos de política de energia e clima. A partir desse “mercado alvo” poderão ser decididos passos intermédios que permitam uma transição eficiente da situação actual para um novo modo de organização e de funcionamento da indústria eléctrica na Península Ibérica. Proceder inversamente, isto é, tentar acomodar no actual MIBEL um a um, cada um dos desafios acima mencionados, acumulará novas distorções e ineficiências, com prejuízo para todos os consumidores e agentes de mercado na Península Ibérica.

A APREN já iniciou um processo interno de reflexão sobre o novo modelo de organização do sistema eléctrico, cujas linhas orientadoras gostaria de partilhar com os decisores responsáveis por esta área e demais intervenientes em momento oportuno.

Importa ainda salientar que, a actual legislação relativa à produção de electricidade em regime especial, consagra e perspectiva a entrada em mercado, qualquer que ele venha a ser, das unidades de produção em função da sua data de licenciamento. Uma eventual entrada em mercado em data anterior à preconizada na legislação que presidiu ao seu licenciamento, só poderá ser encarada numa óptica voluntária por parte do promotor, que assim o entenda, e salvaguardando o regresso ao sistema actual até à data imposta na legislação.

O acima expresso não significa que o sector PRE não deixe de cooperar com o TSO e o próprio MIBEL, na preparação adequada e atempada desta transição, admitindo-se a realização de investimentos preparatórios, desde que salvaguardados a nível remuneratório (serviços de sistema), tal como já aconteceu com a temática da reactiva ou da introdução de sistemas capazes de suportar cavas de tensão nos aerogeradores.

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?

A ocorrência de preços negativos já se verifica há muitos anos em vários mercados de energia eléctrica, em países com perfis de produção muito distintos, nomeadamente em situações de ausência de PRE renovável. A consideração, em termos de concepção e de regulação de mercados de electricidade, de ofertas com preço negativo, tem-se colocado no plano académico e no plano da prática regulatória independentemente do grau de penetração da produção a partir de fontes de energia renováveis.

A ocorrência de preços negativos de electricidade prende-se com características específicas do produto electricidade nos segmentos de mercado de curto prazo (nomeadamente, a dificuldade de armazenamento) e com restrições da capacidade da rede de transporte (normalmente planeada e construída para uma determinada configuração de produção centralizada em regime de monopólio que não corresponde à configuração de um mercado liberalizado). A penetração em larga escala de produção intermitente, onde existe, concorre normalmente para agudizar as condições propícias à ocorrência de preços negativos nos mercados onde tal é permitido.

Imaginar um regime de ofertas com preço negativo apenas para a PRE não faz qualquer sentido. Mais uma vez, a APREN chama a atenção para a necessidade de se definir, quanto antes, um modelo

completo e coerente de “mercado alvo” no horizonte 2020 que tenha em conta os vários objectivos de política de energia e clima de Portugal e Espanha. É no âmbito desse processo que deve ser equacionada a possibilidade de introdução de ofertas com preço negativo.

Preços negativos significam, basicamente, que a destruição do produto (por exemplo, 1 MWh) tem mais valor que a sua criação. Esta situação é concebível – e verificada no quadro de uma procura inelástica. Porém, se a procura tiver a oportunidade de reagir aos sinais económicos de curto prazo, a situação de preços negativos (ou simplesmente nulos) altera-se radicalmente.

Deve-se ainda ter em conta o sério risco de criar barreiras técnicas e regulamentares à criação de um mercado ibérico de reserva que inclua não só a produção, mas também a procura. Como exemplo refere-se o caso da implementação de um sistema nacional de contagem inteligente a nível Ibérico que permita a participação da procura nos vários segmentos do mercado de energia eléctrica. Apesar de na cimeira ibérica de 2007 se ter previsto uma abordagem coordenada, Espanha iniciou já um programa de substituição generalizada de contadores electromecânicos por contadores inteligentes, sem que tenha havido qualquer acordo com Portugal relativamente às especificações técnicas e funcionais do novo sistema de contagem.

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

O aproveitamento das fontes de energia renovável tem como objectivo principal reduzir as emissões de gases de efeito de estufa, evitando assim o aumento da temperatura do planeta Terra acima de valores que ponham em risco a sobrevivência do planeta e, complementarmente, reduzir as importações de energia primária, aumentando a segurança do abastecimento energético do país e diminuindo a dependência externa. Estes bens públicos têm um valor essencial, mesmo quando esse valor é só parcialmente quantificado financeiramente.

A maioria dos países, entre os quais Portugal, definiu objectivos quantitativos globais para a produção de electricidade a partir de fontes renováveis, em vários horizontes temporais; para cada horizonte, o objectivo global foi desagregado em objectivos por tecnologia de produção.

A produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável intermitente, como o vento ou o sol tem, necessariamente, carácter intermitente. Para garantir o funcionamento fiável do sistema eléctrico e a cobertura adequada da procura de energia eléctrica é necessário adoptar medidas apropriadas tais como:

- Organizar a contratação de capacidade de produção estável (como reserva de curto e médio prazo);
- Permitir a participação activa da procura nos vários segmentos do mercado eléctrico;
- Promover investimento em soluções de armazenamento;

A amplitude dos custos associados a estas medidas depende, obviamente, das escolhas políticas traduzidas em escolhas de capacidade a instalar por tecnologia de produção (quanto maior a capacidade intermitente instalada e o correspondente volume de produção, maior será a necessidade de medidas como as acima enunciadas). Por isso, estes custos devem ser vistos no quadro das políticas públicas de

energia e clima, fazendo sentido que sejam repercutidos nos contribuintes e/ou nos consumidores de energia.

Contudo, o montante dos referidos custos depende também dos mecanismos de mitigação adoptados e, portanto, da concepção do mercado e da definição e implementação da política regulatória. Por exemplo, de uma forma geral, a gestão da procura é a forma mais económica de resolver alguns problemas da produção intermitente (além de oferecer um vasto conjunto de vantagens complementares aos consumidores e melhorar a eficiência do mercado), enquanto instalações dedicadas de armazenamento de energia configuram a solução mais cara.

3.2 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?

O facto de se efectuar aprovisionamento da electricidade PRE a prazo traz poucas ou nenhuma vantagens no que respeita à estabilização da produção PRE ou à mitigação de desvios. Por um lado, a PRE que for controlável e que, legalmente já auferir remuneração diferenciada consoante a hora do dia em que produz, manterá o seu perfil de produção, independentemente da produção a jusante ser ou não transaccionada a prazo. Questão diferente é a relativa à percentagem de produção/ capacidade que pode ser considerada firme em cada tecnologia e, por essa via, poder ser contratada a prazo sem riscos substanciais de desvios. O aprovisionamento a prazo pode acarretar incerteza e riscos de desvios, com os custos que lhes estarão subjacentes.

Relativamente à mitigação de desvios, os mesmos argumentos são válidos. O facto de se contratar a prazo não melhora de forma alguma a capacidade de previsão de produção da PRE não despachável e intermitente. Apenas a proximidade ao tempo real permite essa minimização.

Sem prejuízo do exposto, e atendendo ao enquadramento legal vigente em Portugal, os promotores consideram que a questão poderá ser respondida com mais propriedade pela entidade a quem foi legalmente cometida a responsabilidade de compra e venda da PRE, na medida em que é essa entidade que gere a PRE face ao mercado.

Mais uma vez, a APREN chama a atenção para a necessidade de definir um “mercado alvo” no horizonte 2020, equacionando de forma coerente, nessa perspectiva, o presente e o futuro de todas as garantias de preço dadas aos produtores de energia eléctrica.

A APREN já iniciou um processo interno de reflexão sobre o novo modelo de organização do sistema eléctrico, cujas linhas orientadoras gostaria de partilhar com os decisores responsáveis por esta área e demais intervenientes em momento oportuno.

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?

A obrigação de compra de electricidade da PRE pelos comercializadores ou distribuidores, associada ou não a um regime de certificados verdes, foi experimentada em várias regiões como alternativa ao

regime de “*feed-in tariff*”. A começar pelo Reino Unido, que introduziu a designada “*Non-fossil fuel obligation*” em 1989 (entretanto abandonada), e por vários estados dos Estados Unidos da América, que introduziram os chamados “*Renewable Portfolio Standards*”, estas experiências não produziram os resultados desejados em termos de desenvolvimento da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. Além disso, favorecem as grandes empresas e os grandes investidores, em detrimento das pequenas e médias empresas, tendo por isso um efeito negativo sobre a concorrência.

3.3 Adequação das regras de mercado aos actuais níveis de PRE

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

Compete aos produtores em regime ordinário responder especificamente a esta questão. A APREN reitera a importância de definir um modelo coerente de organização do sistema eléctrico ibérico no horizonte 2020 que tenha em conta os vários objectivos de política de energia e clima. A partir desse “mercado alvo” poderão ser decididos passos intermédios que permitam uma transição eficiente da situação actual para um novo modo de organização e de funcionamento da indústria eléctrica na Península Ibérica.

A APREN já iniciou um processo interno de reflexão sobre o novo modelo de organização do sistema eléctrico, cujas linhas orientadoras gostaria de partilhar com os decisores responsáveis por esta área e demais intervenientes em momento oportuno.

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?

Ver resposta à pergunta anterior.

3.4 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 possibilidade de agregação de instalações de PRE renovável para melhor gestão do sistema eléctrico é desejável, independentemente da forma de organização dos vários segmentos do mercado de electricidade e independentemente da dimensão dos produtores envolvidos.

A figura do agregador PRE renovável deve ser claramente diferenciada de outras figuras, nomeadamente comercializadores e agregadores de procura, sem prejuízo de eventuais associações voluntárias entre agentes, de forma a garantir a sua correcta responsabilização e a desejável transparência do mercado.

No caso de produção descentralizada, a que a pergunta parece fazer directamente referência, importa salientar que a experiência de países mais avançados neste domínio, nomeadamente a Alemanha, revela a necessidade de rever profundamente a operação do sistema, em particular no que respeita à articulação entre os operadores das redes de transporte e de distribuição, e não só a operação do mercado.

A introdução sistemática de novas tecnologias de informação e comunicação nas redes de distribuição, associada à melhoria dos sistemas de previsão da produção, permite implementar soluções técnicas e comerciais – nomeadamente através do aparecimento de agregadores de PRE e de procura – que resolvam eficientemente questões levantadas pelo carácter intermitente de alguma PRE renovável. A APREN sublinha a importância de uma abordagem integrada e coerente que leve ao “redesenho” não só do mercado diário mas também do mercado de retalho e da interacção entre operadores de mercado e de Redes de Transporte e de Distribuição.

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

A APREN considera primordial definir um modelo coerente de organização do sistema eléctrico ibérico no horizonte 2020 que tenha em conta os vários objectivos de política de energia e clima. A partir desse “mercado alvo” poderão ser decididos passos intermédios que permitam uma transição eficiente da situação actual para um novo modo de organização e de funcionamento da indústria eléctrica na Península Ibérica. O papel dos agregadores, de último recurso ou não, deve ser debatido no quadro dessa reflexão.

A APREN já iniciou um processo interno de reflexão sobre o novo modelo de organização do sistema eléctrico, cujas linhas orientadoras gostaria de partilhar com os decisores responsáveis por esta área e demais intervenientes em momento oportuno.

3.5 Valorização, repercussão e liquidação de desvios da PRE

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

A PRE renovável é composta por diferentes tecnologias que exploram diferentes fontes de energia primária. Cada sector apresenta diferentes características, nomeadamente no que diz respeito à possibilidade de previsão de produção e à precisão dessa mesma previsão.

Os desvios da PRE renovável intermitente são de uma natureza diferente dos desvios observados na produção térmica convencional. Eles resultam essencialmente das características intrínsecas do recurso natural e não da capacidade técnica de controlar o gerador com uma precisão adequada. Por tal motivo, não se justifica tratar da mesma forma desvios com origens e características diferentes, devendo os mecanismos de operação de sistema e / ou de mercado ser dotados da necessária flexibilidade para acomodar eficientemente esta diversidade.

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

Ver respostas às perguntas 9 e 10.

*3.6 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 disponível deverão adquirir carácter firme?**

Compete aos produtores em regime ordinário, aos comercializadores e aos “traders” responder especificamente a esta questão. A APREN reitera a importância de definir um modelo coerente de organização do sistema eléctrico ibérico no horizonte 2020 que tenha em conta os vários objectivos de política de energia e clima. A partir desse “mercado alvo” poderão ser decididos passos intermédios que permitam uma transição eficiente da situação actual para um novo modo de organização e de funcionamento da indústria eléctrica na Península Ibérica.

A APREN já iniciou um processo interno de reflexão sobre o novo modelo de organização do sistema eléctrico, cujas linhas orientadoras gostaria de partilhar com os decisores responsáveis por esta área e demais intervenientes em momento oportuno.

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 APREN não dispõe de qualquer informação que permita sustentar a suspeita referida na pergunta.

*3.7 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?**

Um mercado ibérico de electricidade necessita de um mercado único nos vários segmentos que o compõem. Ora enquanto os mercados diário e a prazo foram já unificados, os serviços de sistema continuam a operar separadamente. Embora a solução transitória proposta pelo Conselho dos Reguladores constitua uma melhoria importante face à situação actual, a APREN considera possível e urgente ir mais longe, integrando desde já os dois mercados ao nível dos serviços de sistema. Esta integração permitirá obter importantes ganhos, quer para os agentes individualmente, quer para o sistema no seu todo.

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?

As barreiras existentes são de carácter puramente regulamentar, sendo por isso desejável que tais barreiras sejam removidas o mais rapidamente possível.

3.8 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?

Está em curso um projecto ao nível Europeu no que diz respeito a elaboração de códigos de rede, bem como o estabelecimento de linhas de orientação que contribuam, de forma não discriminatória, para uma efectiva competição e funcionamento do mercado de energia.

O projecto de elaboração do código de rede Europeu é da responsabilidade da ENTSO (*European Network of Transmission System Operators for electricity*), e tem como objectivo a sua implementação em 2013. A consulta pública deste código está prevista para Janeiro de 2012.

Os actuais Regulamentos de Rede, relativos às cavas de tensão e energia reactiva, entraram em vigor em 2007 para Espanha e em 2010 para Portugal.

Tendo estes factores em consideração, não deverão ser realizadas alterações aos actuais Regulamentos de Rede Portugueses e Espanhóis, que impliquem investimentos adicionais em tecnologia, visto a breve prazo surgirem requisitos adicionais e transversais a nível Europeu.

No que diz respeito à produção de electricidade PRE, deverão ser uniformizadas as regras de exploração, gestão e controlo do factor de potência, tendo em conta as especificidades técnicas de cada rede.

Este é um critério com muita relevância na exploração para os PRE, e com um impacto financeiro significativo, que neste momento é muito diferente entre Portugal e Espanha.

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?

Os critérios mais úteis por ordem de importância são:

- Controlo dinâmico do factor de potência;
- Suporte de cavas de tensão;
- Injecção de energia reactiva durante as cavas de tensão;
- Suporte de variações de frequência.

O critério mais importante é seguramente a da regulação do factor de potência, por parte dos PRE, em função das condições de exploração das Redes de Transporte e Distribuição. Esta regulação é crítica para a estabilidade e segurança das redes, bem como, pode representar no caso de regulação inadequada, perdas adicionais para os Operadores das Redes. A sua correcta e adequada implementação, por parte dos PRE, implica investimentos significativos, em equipamentos e sistemas de controlo, bem como custos na sua gestão operacional.

O critério de injeção de energia reactiva é conceptualmente muito importante. No entanto, no caso das Redes de Transporte, face às suas características e estabilidade, terá um impacto muito reduzido ou até nulo. Por outro lado, este mesmo critério, no caso das Redes de Distribuição, para além de exigir alterações na sua configuração pode em alguns casos revelar-se contraproducente.

Considerando as condições técnicas e futuro enquadramento, já descrito na reposta à pergunta 16, considera-se dispensável que as disposições gerais relativas ao suporte de cavas de tensão e injeção de energia reactiva durante as cavas de tensão, sejam exigidas para defeitos assimétricos.

Os Regulamentos de Rede portugueses são dos poucos a nível mundial, senãos os únicos, que exigem o cumprimento destes requisitos técnicos para defeitos assimétricos. Neste momento conhece-se apenas um fabricante, que tem esta capacidade disponível e para um único modelo de Turbinas Eólicas. Não sendo assim exequível na prática esta disposição, ela poderia ser suspensa pelo menos até à publicação dos futuros códigos de rede Europeus.

Acrescenta-se ainda que não se compreende porque, para a Rede de Distribuição, insiste-se no fornecimento de energia reactiva segundo regras uniformes para todos os pontos da rede e não se atende, prioritariamente, ao critério da estabilidade da tensão em cada ponto, ou seja, reduzindo a amplitude das variações de tensão. Em muitos casos, parece esquecer-se que a finalidade primeira da injeção de potência reactiva é a de controlar a tensão.

A APREN aproveita para lembrar os investimentos recentes dos produtores da PRE renovável em equipamentos técnicos para suportar cavas de tensão e gerir a injeção de energia reactiva, resultantes de um processo voluntário de negociação com as entidades competentes, que incluiu salvaguardas a nível remuneratório. É importante também salientar a contribuição da PRE para gerir a tensão da rede, e as oportunidades que advêm da ligação deste tipo de geração à Rede de Distribuição associada à utilização de Tecnologias de Informação e Comunicação.

3.9 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?

No quadro do mercado interno de energia em geral e do MIBEL em particular, a harmonização dos regimes de interruptibilidade, tanto da PRE renovável como do consumo, é indispensável a um funcionamento não discriminatório.

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?

A este respeito importa recordar novamente o estabelecido na Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis (alínea c) do nº. 2 do artigo 16º):

“(…) Caso sejam tomadas medidas significativas para limitar as fontes de energia renováveis com o objectivo de garantir a segurança do sistema nacional de electricidade e a segurança do abastecimento energético, os Estados-Membros devem assegurar que os operadores dos sistemas responsáveis apresentem relatórios sobre essas medidas e indiquem que medidas correctivas tencionam tomar para impedir limitações injustificadas.”

A eventual redução ou interrupção da PRE deve ter carácter excepcional, devidamente justificado, não sendo aceitável que se transforme numa rotina dos operadores de sistema.

3.10 Aspectos Retributivos

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

De acordo com o Tratado de Lisboa, compete aos “Estados-Membros determinarem as condições de exploração dos seus recursos energéticos, a sua escolha entre diferentes fontes energéticas e a estrutura geral do seu aprovisionamento energético”.

Portugal e Espanha estabeleceram metas diferentes para a PRE e procederam a diferentes opções tecnológicas e industriais. Os incentivos adoptados por cada país para a PRE são coerentes com as respectivas opções de política energética.

A harmonização retributiva da PRE não é necessária ao correcto funcionamento do MIBEL e não acarretaria qualquer vantagem técnica ou económica.

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?

NA

3.11 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?

Antes de mais é importante garantir que quaisquer alterações anteriores às datas previamente estabelecidas em contratos e na legislação vigente, só poderão ser encaradas numa óptica voluntária por parte dos promotores, que assim o entendam, e salvaguardando o regresso ao sistema actual até à data imposta na legislação.

Dito isto, a precedência temporal no despacho deverá ser tal que tenha em conta os custos da saída da instalação em causa.

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

Tal como já referido relativamente à primeira questão colocada a consulta, a APREN chama a atenção para o facto de a Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, ser clara quanto à prioridade do despacho da PRE renovável (alínea c) do nº. 2 do artigo 16º):

“Os Estados-Membros devem assegurar que, no despacho de instalações de produção de electricidade, os operadores das redes de transporte dêem prioridade às instalações de produção que utilizam fontes de energia renováveis, na medida em que o funcionamento seguro da rede nacional de energia o permita e com base em critérios transparentes e não discriminatórios. Os Estados-Membros devem assegurar que sejam tomadas medidas operacionais adequadas relativas à rede e ao mercado a fim de minimizar as limitações da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Caso sejam tomadas medidas significativas para limitar as fontes de energia renováveis com o objectivo de garantir a segurança do sistema nacional de electricidade e a segurança do abastecimento energético, os Estados-Membros devem assegurar que os operadores dos sistemas responsáveis apresentem relatórios sobre essas medidas e indiquem que medidas correctivas tencionam tomar para impedir limitações injustificadas.”

A prioridade de despacho da PRE renovável decorre da necessidade de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa associadas à produção de energia eléctrica. Este é o motivo pelo qual, em 2008, os Estados-Membros decidiram por unanimidade promover a difusão das fontes de energia renováveis, assumindo metas quantitativas no horizonte 2020. Posteriormente, essas metas foram confirmadas e reforçadas com o estabelecimento de um roteiro de descarbonização para o horizonte 2050. Seja qual for o modelo de mercado adoptado, ele deve, portanto, permitir a descarbonização do sector eléctrico, garantindo o despacho prioritário da PRE renovável. A Directiva 2009/28/CE enuncia com muita clareza este princípio (nº 1 do artigo 16º):

“Os Estados-Membros devem tomar as medidas adequadas para desenvolver a infra-estrutura de rede de transporte e distribuição, redes inteligentes, instalações de armazenamento e o sistema de electricidade, a fim de permitir o funcionamento seguro do sistema de electricidade à medida que este se adapta ao desenvolvimento futuro da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, incluindo a interligação entre Estados-Membros e entre Estados-Membros e países terceiros.”



Ou seja: é o “*sistema [tradicional] de electricidade*” que tem que se adaptar “*ao desenvolvimento futuro da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis*” e não o contrário.

3.12 Garantia de Origem e Rotulagem da electricidade

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

A harmonização dos procedimentos de rotulagem da electricidade a nível ibérico seria vantajosa para os consumidores, que passariam a poder comparar mais facilmente ofertas de diferentes fornecedores.

A harmonização dos procedimentos de atribuição de certificados de origem seria vantajosa para os produtores, sobretudo aqueles interessados em exportar electricidade produzida a partir de fontes renováveis.

