



INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL NO MIBEL E NA OPERAÇÃO DOS RESPETIVOS SISTEMAS ELÉTRICOS

PROPOSTAS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA
JULHO DE 2012

Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL

**Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Comisión Nacional del Mercado de Valores
Comisión Nacional de Energía**

Este documento é preparado para impressão frente e verso

CMVM

Av. Liberdade n.º 252
1056-801 Lisboa
Tel.: +35 213 177 000
Fax.: +35 213 537 077
e-mail: cmvm@cmvm.pt
www.cmvm.pt

CNMV

Miguel Ángel, 11
28010 Madrid
Tel.: +34 91 585 15 00
Fax.: +34 91 319 33 73
e-mail: international@cnmv.es
www.cnmv.es

ERSE

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: +35 21 303 32 00
Fax: +35 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

CNE

Alcalá, 47
28014 Madrid
Teléfono: +34 91 432 96 00
Fax: +34 91 577 62 18
e-mail: cne@cne.es
www.cne.es

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	5
1	INTRODUÇÃO	9
2	CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ACTUAL	11
2.1	Caracterização da situação em Portugal	11
2.1.1	Objetivos da política energética e ambiental	11
2.1.2	Evolução da capacidade instalada e da produção por tecnologia	12
2.1.3	Evolução da contribuição da PRE para a satisfação da procura nacional	13
2.1.4	Tratamento comercial da PRE	14
2.1.5	Desvios globais do sistema e desvios directamente atribuíveis à PRE	17
2.1.6	Impacto económico e financiamento da PRE	18
2.2	Caracterização da situação em Espanha	19
2.2.1	Objetivos da política energética e ambiental	19
2.2.2	Evolução da capacidade instalada e da produção por tecnologia	19
2.2.3	Evolução da contribuição da PRE para a satisfação da procura nacional	21
2.2.4	Tratamento comercial da PRE	21
2.2.5	Desvios globais do sistema e desvios directamente atribuíveis à PRE	24
2.2.6	Impacto económico e financiamento da PRE	25
3	CONSULTA PÚBLICA SOBRE A INTEGRAÇÃO DA PRE NO CONTEXTO DO MIBEL	27
3.1	Valorização da energia em referencial de mercado	27
3.2	Horizontes de programação da PRE em mercado	28
3.3	Adequação das regras de mercado aos actuais níveis de PRE	29
3.4	Representação ou agregação da PRE	31
3.5	Valorização, repercussão e liquidação de desvios da PRE	31
3.6	Cálculo das reservas e da capacidade de interligação	32
3.7	Troca de serviços de sistema e funcionamento dos respectivos mercados em Portugal e Espanha	33
3.8	Operação das redes: as cavas de tensão e o controlo da energia reactiva	34
3.9	Coordenação, agregação e controlo da produção renovável injectada na rede/ Visibilidade — Centros de controlo e/ou remissão de telemedidas	35
3.10	Aspectos Retributivos	36
3.11	Acesso de Terceiros à Rede	37
3.12	Garantia de Origem e Rotulagem da electricidade	38
4	ANÁLISE DAS RESPOSTAS À CONSULTA PÚBLICA	41
5	PROPOSTAS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA	55
5.1	Questões associadas ao modelo e desenho de mercado	56
5.2	Questões relacionadas com a operação e segurança do sistema e outros aspetos de natureza comercial	61

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O aprofundamento da integração do mercado elétrico à escala ibérica suscitou a necessidade de se efetuar um estudo de harmonização das condições de integração da produção em regime especial (PRE) no contexto do MIBEL. Este estudo procura identificar a harmonização, tanto a já existente como a que é ainda necessária, para favorecer a integração da PRE no âmbito do MIBEL.

O trabalho de caracterização dos sistemas de PRE nos dois países permitiu identificar aspetos comuns (dimensão relativa da penetração da PRE na satisfação do consumo, composição relativa do mix de PRE, etc.) e outros em que as abordagens nacionais são díspares e não harmonizadas (por exemplo, a responsabilidade pelos encargos com desvios ou existência da figura de agregador e representante).

O Conselho de Reguladores do MIBEL colocou em consulta pública em novembro de 2011 um documento relativo à harmonização regulatória da integração da PRE no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos. No quadro da consulta pública foram recebidas 25 respostas de diferentes entidades de Espanha e Portugal, que cobrem interesses diversos, desde os TSO de cada país, principais operadores a atuar no mercado ibérico (aqui designados abreviadamente por *utilities*), associações e entidades relacionadas com as energias renováveis e cogeração e um conjunto de outras entidades, que compreende comercializadores, produtores independentes, operadores de mercado, *brokers* e entidades regionais.

De uma forma geral e fora do âmbito das questões colocadas em discussão, várias entidades realçaram a importância de promover uma reflexão e debate aberto sobre os temas objeto da consulta pública, reconhecendo o interesse em poderem pronunciar-se sobre os referidos temas. Em acréscimo, os participantes na consulta pública mencionaram o interesse em convergir para uma harmonização europeia nestas matérias, que pode basear-se na experiência de harmonização no âmbito do MIBEL.

Ponderando os comentários recebidos e a avaliação das condições de funcionamento do MIBEL, o Conselho de Reguladores identifica uma dezena de temas principais para a integração da produção em regime especial no MIBEL de forma harmonizada, coordenada e facilitadora do desenvolvimento de um mercado ibérico aberto, plural e eficiente (económica e ambientalmente).

Os temas referenciados podem dividir-se entre questões associadas ao modelo e desenho de mercado; e questões relacionadas com a operação e segurança do sistema e outros aspetos de natureza comercial. Por outro lado, os temas identificados são repartidos em três situações distintas:

1. **Aspetos consolidados**, para os quais o nível de harmonização atingido e a perspetiva dos agentes de mercado e do próprio Conselho de Reguladores é de que não é necessário alterar o quadro vigente, quer porque se obteve já um amplo consenso ou porque o processo adquiriu a necessária maturidade.
2. **Aspetos prioritários** de desenvolvimento legal e regulatório, para os quais se identificam medidas concretas de harmonização regulatória, que, por sua vez, se consideram de carácter prioritário e de criticidade elevada. Estes aspetos devem merecer uma atuação de harmonização mais centrada no curto prazo, desejavelmente no período de 1 ano.

3. **Aspetos não prioritários**, por apresentarem menor criticidade para o desenvolvimento do MIBEL, e para os quais se identificam medidas concretas, cujo carácter de implementação poderá ser faseado no tempo. Estes aspetos de harmonização são identificados como uma atuação de segunda linha, centrada no médio prazo, i.e., no decurso de um prazo de 2 anos.

A Tabela 1 apresenta de forma resumida as linhas de ação propostas, organizadas de acordo com a sua classificação de prioridade e especificando o eixo e o tema que é abordado.

Tabela 1 – Resumo das linhas de ação

Eixo	Tema	Linha de ação	Prioridade
Modelo e desenho de mercado	Explicitação da PRE em mercado	Manter o atual referencial, que beneficia de um amplo consenso entre agentes e interessados.	Consolidado
Modelo e desenho de mercado	Formação do preço de mercado	Manter o atual referencial, que beneficia de um amplo consenso entre agentes e interessados, sendo as alternativas questionadas de forma abrangente.	Consolidado
Modelo e desenho de mercado	Responsabilidade pelos custos com os desvios	Introduzir um referencial legal que permita que a PRE seja responsável pelos encargos correspondentes aos desvios entre a programação de mercado e a entrega efetiva de energia nas redes, permitindo-se de forma harmonizada a existência de agregação das programações e dos respetivos desvios	Prioritário
Operação e segurança do sistema e outros aspetos comerciais	Prioridade e condições de deslastre de PRE	Introduzir um referencial legal que permita que a PRE seja deslastrável nas mesmas condições de operação de sistema em Portugal e Espanha; Os mecanismos de deslastre devem preferencialmente basear-se em mecanismos de mercado, cuja compensação aos agentes deve assegurar que não se produzem distorções no funcionamento do MIBEL enquanto mercado integrado; Eliminar a inexistência de condições de reserva de capacidade nas circunstâncias em que haja probabilidade de se virem a verificar congestionamentos no sistema por ocorrência de sobre investimentos em capacidade intermitente.	Prioritário
Modelo e desenho de mercado	Gestão da capacidade de interligação para fins comerciais	Promover o estabelecimento de mecanismos de alocação a prazo de capacidade na interligação Portugal-Espanha, coordenados e concordantes com o target model europeu, bem como o reforço das obrigações de transparência por parte dos TSO na definição dos valores de capacidade disponibilizados no curto e muito curto prazos	Prioritário

*HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA DA INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL NO MIBEL
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

Eixo	Tema	Linha de ação	Prioridade
Modelo e desenho de mercado	Modelo retributivo da PRE	Adoção de um quadro remunerativo simplificado, quanto a classes de remuneração e regras de construção da própria remuneração harmonizadas entre Portugal e Espanha	Prioritário
Operação e segurança do sistema e outros aspetos comerciais	Critérios técnicos de operação das redes	Harmonizar o tratamento regulatório dos requisitos técnicos de resposta a cavas de tensão e controlo de energia reativa no espaço ibérico, de forma coordenada com os trabalhos em curso a nível europeu neste domínio	Prioritário
Modelo e desenho de mercado	Fisionomia do mercado	Promover o desdobramento do número de sessões de mercado intradiário e aproximação do referencial de fecho destes ao tempo real e inclusão de sessões de negociação a contínuo, compatíveis com os restantes mercados europeus, de modo a garantir uma eficiente utilização das oportunidades de negociação e ajuste de programa no quadro mais alargado do mercado interno da energia;	Não prioritário
Operação e segurança do sistema e outros aspetos comerciais	Agregação e representação da PRE	Introduzir um referencial legal harmonizado entre Portugal e Espanha que permita a existência de representação e agregação de PRE desenvolvida também pelos comercializadores, definindo-se de forma diferenciada as funções respetivas e privilegiando os agentes que assumam as responsabilidades financeiras em nome do seu representado face a uma mera situação intermediação; Salvaguardar legalmente a existência da figura do representante de último recurso, limitando o acesso a esta a instalações de produção em regime especial com potência instalada inferior ou igual a 100 kW.	Não prioritário
Operação e segurança do sistema e outros aspetos comerciais	Garantia de origem e rotulagem	Harmonizar a nível ibérico os sistemas de garantia de origem e de rotulagem de eletricidade proveniente de fontes renováveis e de cogeração, para que todos os consumidores no MIBEL possam receber informação equivalente para a formulação das suas escolhas de consumo	Não prioritário

1 INTRODUÇÃO

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) entrou em pleno funcionamento no dia 1 de Julho de 2007, culminando um trabalho conjunto das Administrações Portuguesa e Espanhola iniciado em 2001, plasmado nos Acordos Internacionais de Santiago e de Braga¹, e intensificado no primeiro semestre de 2007, após a cimeira luso-espanhola de Badajoz de Novembro de 2006, na qual ambos os Governos definiram um conjunto de objetivos para a consolidação do MIBEL.

Na sequência da sucessiva interação entre os reguladores ibéricos e os operadores de transporte ibéricos, Rede Eléctrica Nacional (REN) e Rede Eléctrica de Espanha (REE), foi identificada a necessidade de elaboração de um estudo, cujo objecto é a harmonização regulatória, quer a existente quer a necessária, para favorecer a integração da produção de energia eléctrica em regime especial (PRE) no âmbito do MIBEL.

Este documento aborda diversos aspectos relacionados com a PRE e a sua integração na operação e funcionamento dos sistemas e do mercado, desde os princípios orientadores da segurança de abastecimento, a eficácia na concretização dos compromissos assumidos para com a sustentabilidade ambiental e a eficiência económica imposta por uma envolvente económica marcada por austeridade e a necessária melhoria da competitividade.

Após esta breve introdução, é apresentado um capítulo descritivo (“Caracterização da situação actual”) que analisa a situação da PRE em Portugal e Espanha. O documento centra-se no capítulo “Integração da PRE no contexto do MIBEL”, no qual se identificam 12 aspectos concretos (valorização da energia em mercado, horizontes de programação, adequação das regras de mercado, critérios de representação e agregação de PRE, desvios e sua valorização e repercussão, cálculo de reservas e de capacidade de interligação, troca de serviços de sistema, etc.). Para cada aspecto mencionado é efectuado um breve enquadramento da problemática e, conseqüentemente, perguntas específicas sobre a mesma, que se encontram numeradas de forma sequencial ao longo do documento.

O capítulo 4 deste documento efetua a análise das respostas à consulta pública que decorreu no período entre 2 de novembro e 15 de dezembro de 2011.

Por fim, no capítulo 5, é apresentado o conjunto de temas que, na perspetiva do Conselho de Reguladores, suscita uma menção expressa a respeito da harmonização da integração da produção em regimes especial no MIBEL e na respetiva operação dos sistemas eléctricos. Neste conjunto de temas, foram identificadas situações de alcance diverso, que vão desde os temas já consolidados no MIBEL e que importa não fazer regredir, até temas de desenvolvimento prioritário e outros de desenvolvimento não prioritário.

¹ Acordo Internacional relativo à constituição de um mercado ibérico de energia eléctrica entre o Reino de Espanha e a República Portuguesa, a 1 de Outubro de 2004, firmado em Santiago de Compostela (Acordo de Santiago); e o Acordo que modifica o anterior, firmado em Braga a 18 de Janeiro de 2008 (Acordo de Braga).

2 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ACTUAL

2.1 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO EM PORTUGAL

2.1.1 OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA E AMBIENTAL

O Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de Dezembro, fixa as seguintes metas para as energias renováveis:

- 2020: 31% do consumo final bruto² de energia e 10% do consumo total de energia nos transportes deve ter origem renovável.
- 2011 e 2012 - 22,6 % do consumo final bruto de energia.
- 2013 e 2014 - 23,7 % do consumo final bruto de energia.
- 2015 e 2016 - 25,2 % do consumo final bruto de energia.
- 2017 e 2018 - 27,3 % do consumo final bruto de energia.

As metas para a produção de energia eléctrica (para 2020) tendo por base fontes renováveis encontram-se na Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2010 e no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis aprovado ao abrigo da Directiva 2009/28/CE, que se sintetizam na Tabela 2.

Tabela 2: Metas de potência instalada de renováveis em 2020

Fonte/tecnologia	Meta (MW)
Micro-produção	250
Mini-produção	250
Mini-hídrica	250
Hídrica (excepto mini-hídrica)	8.600
Eólica	6.800
Solar	1.500
Ondas	250
Geotermia	250

Fonte: Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis

Nota: Micro-produção é a produção de energia eléctrica com potência instalada até 5,75 kW para instalações singulares ou 11,04 kW para condomínios que integrem 6 ou mais fracções. Mini-produção corresponde a produção de energia eléctrica com potência instalada até 250 kW.

Quanto à cogeração, prevê-se que a potência instalada em 2020 seja de cerca de 2.600 MW.

² O consumo final bruto diz respeito a consumo global de energia primária.

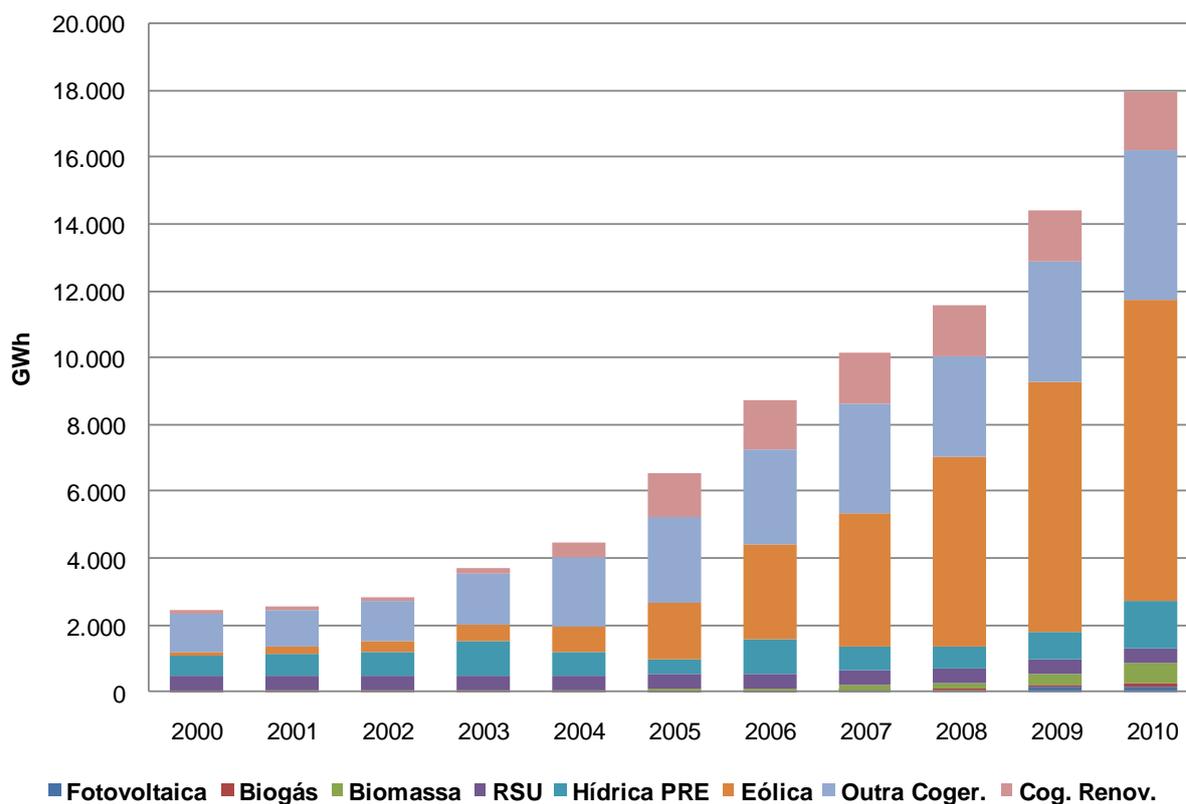
2.1.2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E DA PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA

Actualmente é considerada produção em regime especial:

- A produção de energia eléctrica com base em recursos hídricos, na grande maioria das situações limitados a 10 MW de potência instalada.
- A produção de energia eléctrica que utilize outras fontes de energia renovável, bem como com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas).
- A produção de energia eléctrica por micro e mini-produção (ver nota na Tabela 2).
- A produção de energia eléctrica através de um processo de cogeração, na qual se inclui a cogeração renovável.

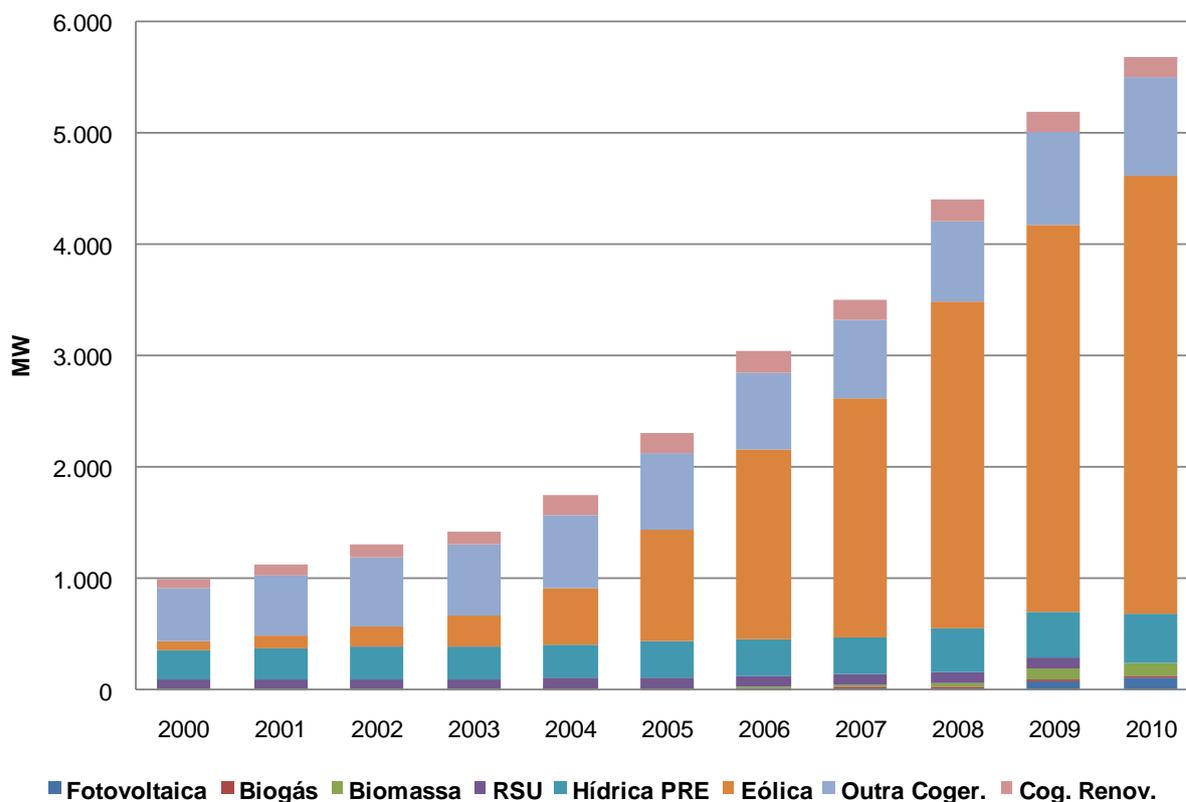
A produção em regime especial tem tido uma evolução muito significativa nos últimos anos. Nas figuras seguintes apresenta-se esta evolução em termos de energia e potência instalada.

Figura 1: Evolução da produção em regime especial por tecnologia (em energia)



Fonte: EDP SU

Figura 2: Evolução da produção em regime especial por tecnologia (em potência instalada)

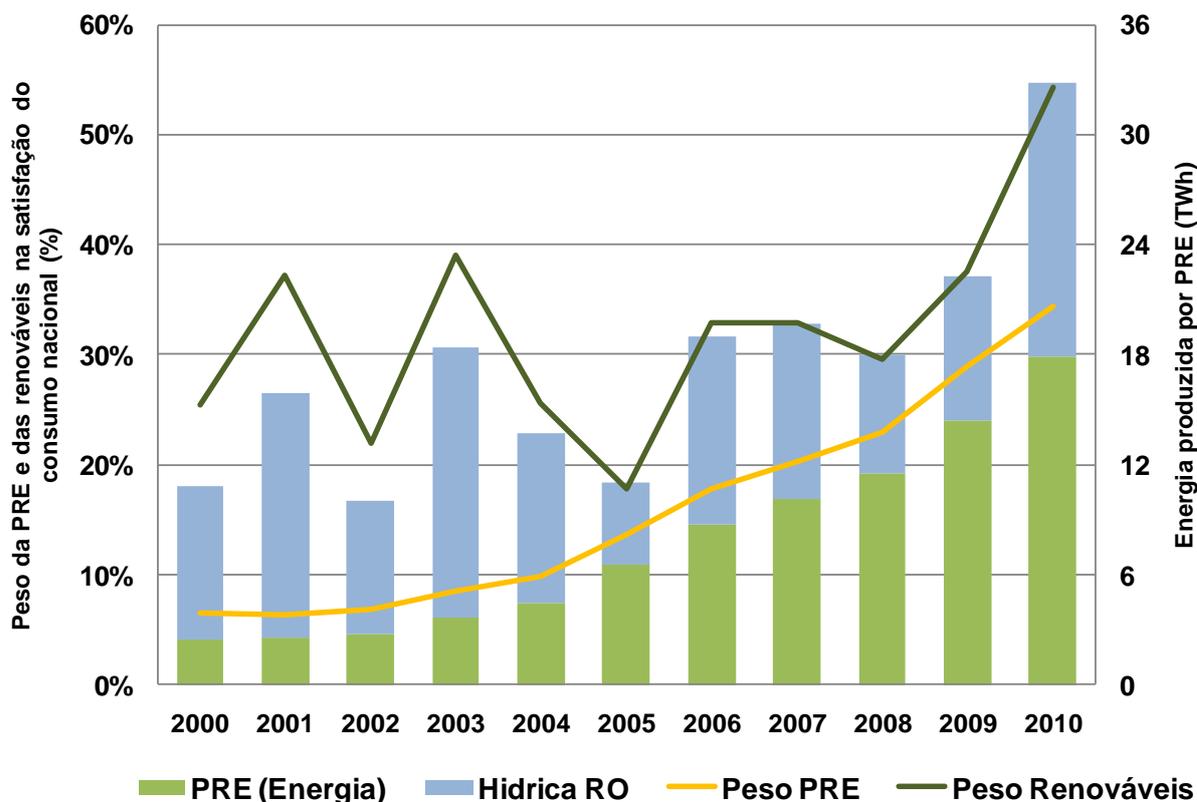


Fonte: EDP SU

2.1.3 EVOLUÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DA PRE PARA A SATISFAÇÃO DA PROCURA NACIONAL

O contínuo aumento da potência instalada de PRE tem conduzido a que a sua contribuição para a satisfação do consumo venha a aumentar, atingindo 34,4% em 2010, conforme se observa na figura seguinte. 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. A evolução temporal da produção renovável é mais volátil que a da PRE, fundamentalmente pela hidraulicidade que afecta a produção hídrica em regime ordinário de forma plurianual.

Figura 3: Evolução da produção em regime especial e satisfação do consumo



Fonte: REN

2.1.4 TRATAMENTO COMERCIAL DA PRE

Em Portugal, o comercializador de último recurso tem obrigação de compra de toda a energia produzida pela PRE, sendo os preços estabelecidos administrativamente (*feed-in tariff*).

Relativamente à cogeração, destaca-se ainda a possibilidade destas instalações venderem ao comercializador de último recurso toda a produção, incluindo a que se destina a autoconsumo.

O preço de venda ao comercializador de último recurso pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo.
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. Nestes concursos o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos factores ponderados.

Os preços publicados pelo Governo actualmente em vigor têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificar-se os custos evitados em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de CO₂ evitadas). Assim, a remuneração do produtor depende dos seguintes factores:

- Período de entrega da energia eléctrica à rede.

- Forma do diagrama de produção de energia eléctrica.
- Fonte de energia primária utilizada.

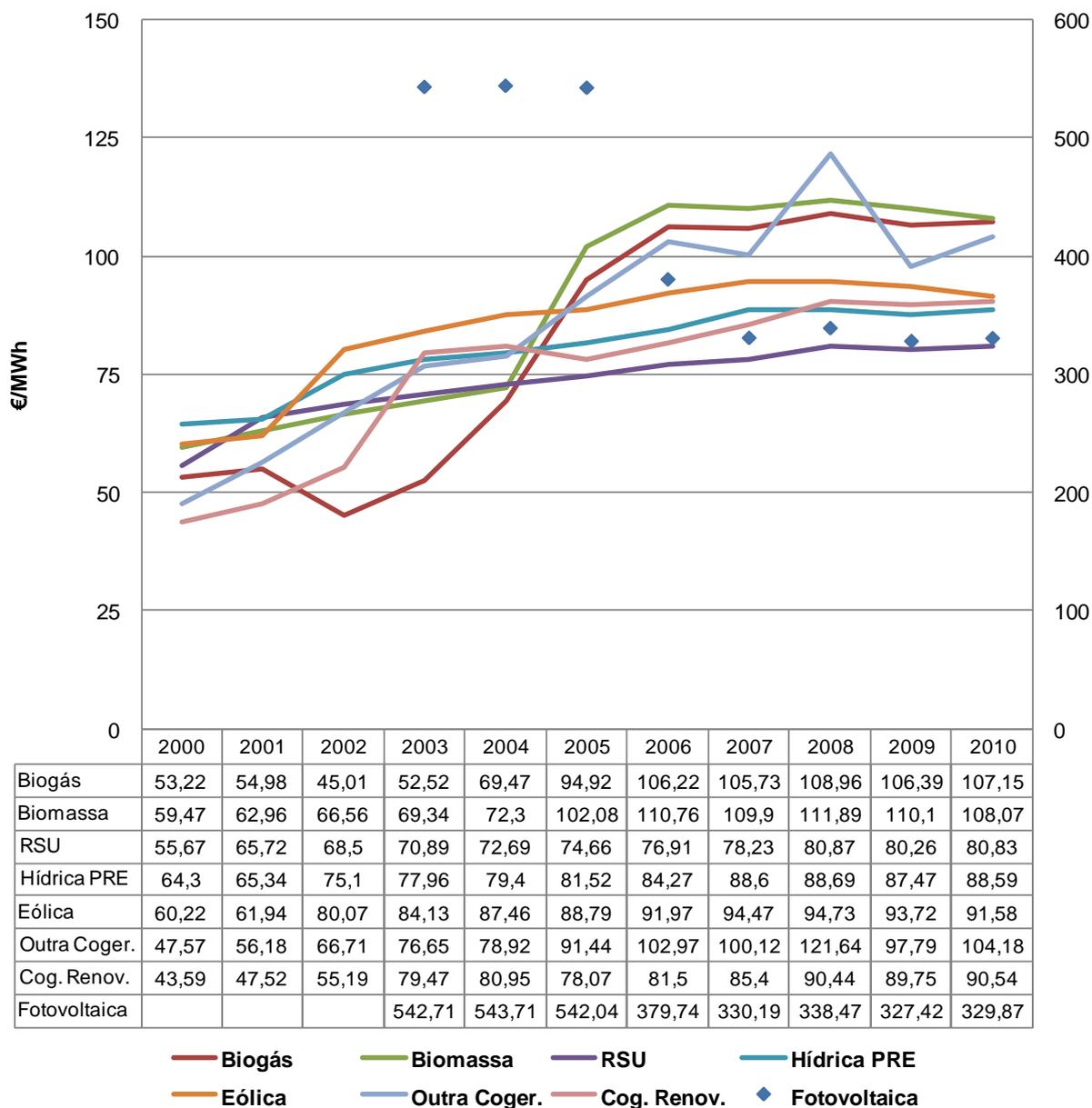
Relativamente à cogeração, encontram-se estabelecidos quatro tarifários para os seguintes tipos de instalação:

- Instalações cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.
- Instalações com potência de ligação superior a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.
- Instalações que, numa base anual, utilizem numa proporção superior a 50% resíduos como fonte de energia primária.
- Instalações cujo combustível utilizado seja fuelóleo.

A recente legislação da cogeração prevê que os cogeradores possam oferecer a energia produzida no mercado organizado, recebendo um prémio por isso. No entanto, esta legislação aguarda ainda regulamentação.

Em síntese, não sendo possível indicar um preço por cada unidade de energia produzida pelo produtor em regime especial e vendida ao comercializador de último recurso, dada a multiplicidade de factores de que depende, apresenta-se na figura seguinte a evolução dos preços médios verificados para cada uma das tecnologias.

Figura 4: Evolução dos preços médios por tecnologia



Fonte: EDP SU

Até à data, o comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) ao efectuar ofertas de compra no MIBEL tem em consideração a energia adquirida à produção em regime especial. Deste modo, a produção em regime especial não aparece explicitamente no mercado, mas tem influência no preço de encontro, uma vez que influencia o volume da oferta de compra.

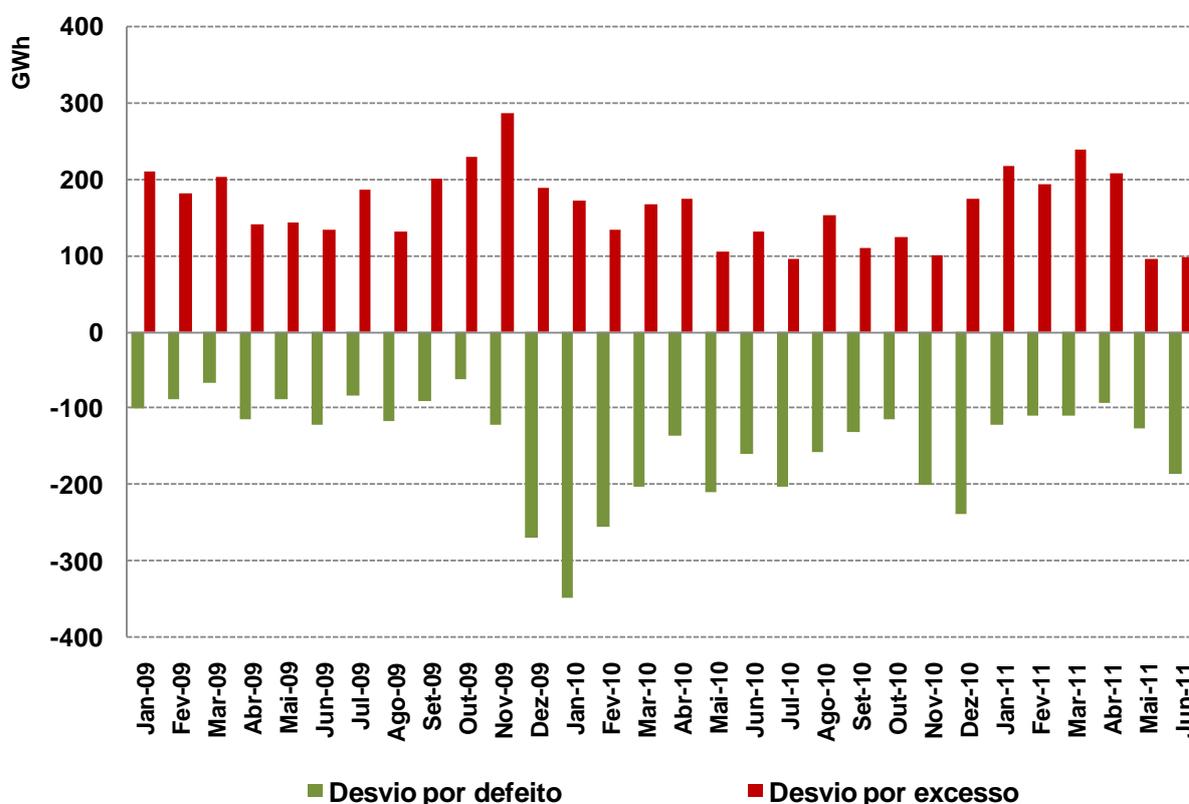
Com a recente alteração efectuada no Regulamento de Relações Comerciais, o comercializador de último recurso passará a explicitar a oferta de compra e a oferta de venda, funcionando de forma assimilada a um agente agregador da PRE em Portugal.

2.1.5 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRECTAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE

Em Portugal, os desvios globais do sistema correspondem à energia subjacente à mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação. Com efeito, são estas duas rubricas que contribuem para anular os desvios dos agentes em tempo real.

A Figura 5 apresenta a evolução de 2009 a meados de 2011 dos desvios globais no sistema eléctrico português, compreendendo os desvios por excesso e por defeito dos agentes do lado da produção e os desvios por defeito e por excesso dos agentes do lado do consumo.

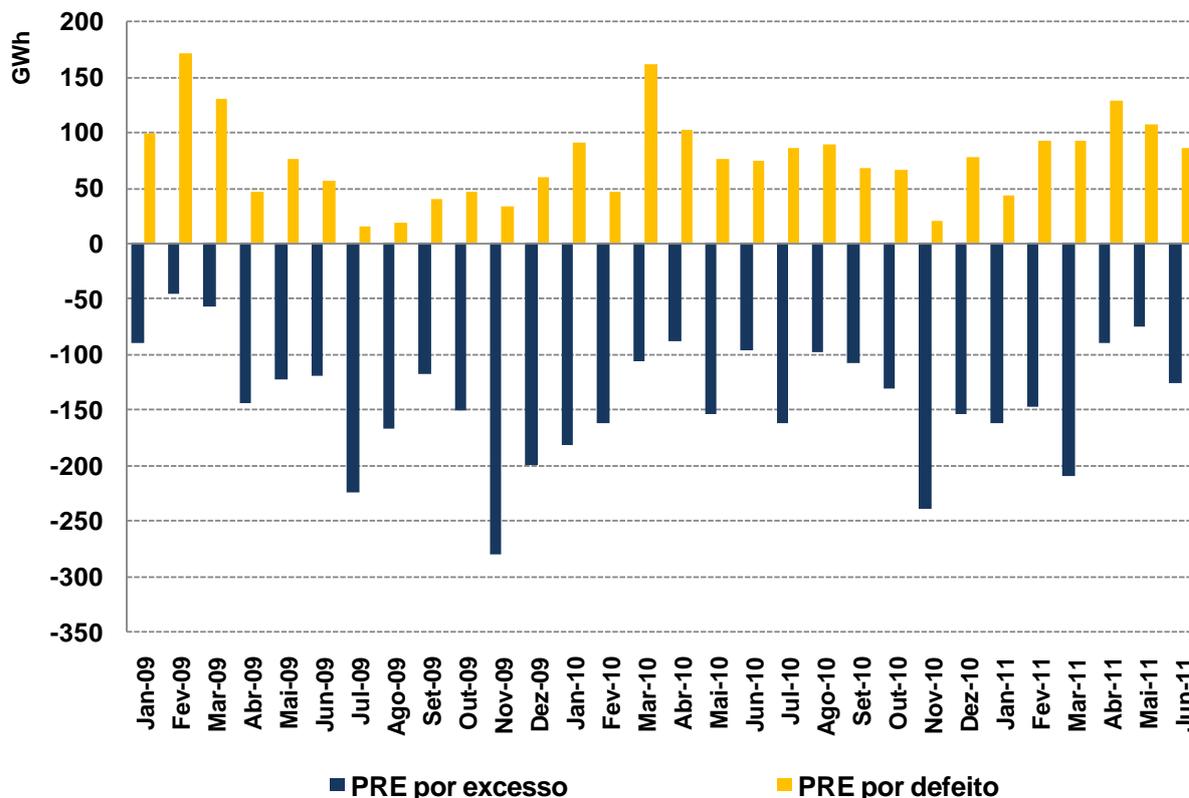
Figura 5: Desvios globais no sistema português



Por outro lado, no enquadramento legal e regulamentar português, a produção em regime especial não vem sendo explicitamente reflectida em mercado, pelo que a determinação de um programa inicial de PRE resulta da existência das previsões de produção que se efectuam. Consequentemente, a aproximação que é efectuada aos desvios directamente imputáveis à PRE resultam exclusivamente da comparação entre o programa de exploração previsto antes da janela temporal de colocação de ofertas em mercado diário e o programa real de exploração da PRE.

A Figura 6 apresenta os valores dos desvios entre a previsão inicial de produção em regime especial e o programa de produção real que se veio a concretizar.

Figura 6: Desvios de previsão da PRE face ao programa real de produção



2.1.6 IMPACTO ECONÓMICO E FINANCIAMENTO DA PRE

O sobrecusto da PRE é calculado como a diferença entre o valor pago aos produtores e o valor médio de aquisições do comercializador de último recurso. Assim, é possível conhecer o sobrecusto por tecnologia e o respectivo sobrecusto unitário, conforme se apresenta na tabela seguinte.

Tabela 3: Sobrecusto por tecnologia

[€/MWh]	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Biogás	35,50	40,29	48,34	35,80	61,78	61,01
Biomassa	42,66	44,83	52,51	38,73	65,49	61,93
Coger. Renov.	18,65	15,57	28,01	17,28	45,14	44,40
Eólica	29,37	26,04	37,08	21,57	49,11	45,44
Hídrica PRE	22,10	18,34	31,21	15,53	42,86	42,45
Outra Coger.	32,02	37,04	42,73	48,48	53,18	58,04
RSU	15,24	10,98	20,84	7,71	35,65	34,69
Fotovoltaica	488,18	482,62	313,81	272,80	265,31	282,81

Fonte: EDPSU

2.2 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO EM ESPANHA

2.2.1 OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA E AMBIENTAL

Em Espanha, os objectivos de política energética e ambiental estão consagrados no “Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020”³, de acordo com o qual, em 2020 as energias renováveis representarão cerca de 20% do consumo final bruto de energia e cerca de 10% no sector dos transportes. O PANER responde ao compromisso exigido a cada Estado membro da UE pela Directiva 2009/28/CE, do Parlamento e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia com origem em fontes renováveis.

Em particular, no capítulo ‘Evaluaciones’, o PANER estabelece o “contributo total previsível de cada tecnologia de energia renovável para o cumprimento dos objetivos estabelecidos para 2020 e a trajetória intermedia indicativa correspondente às quotas de energia de cada recurso renovável nos sectores eléctrico, de calor e refrigeração e no sector dos transportes” (Tabela 4). Cumpre destacar o papel preponderante da energia eólica; é expectável que aproximadamente 10% da energia eólica em 2020 seja proveniente de instalações *off-shore*. A energia solar cresce de forma também significativa e, em 2020, espera-se que a produção solar termoeléctrica se equipare à solar fotovoltaica, sendo que em conjunto deverão produzir tanta energia como a hídrica.

Tabela 4: Contribuição prevista em capacidade instalada e energia bruta por tecnologia renovável no sector eléctrico

	2012		2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Eólica	23.555	47.312	27.997	57.086	38.000	78.254
Hídrica (s/ bomb.)	16.209	29.830	6.349	30.155	16.662	31.570
Solar FV	4.921	8.090	5.918	9.872	8.367	14.316
Solar CSP	2.028	4.463	3.048	7.913	5.079	15.353
Biomassa	803	4.876	965	5.962	1.587	10.017
Outras	0	0	0	0	150	520
Total	47.516	94.571	54.277	110.988	69.845	150.030

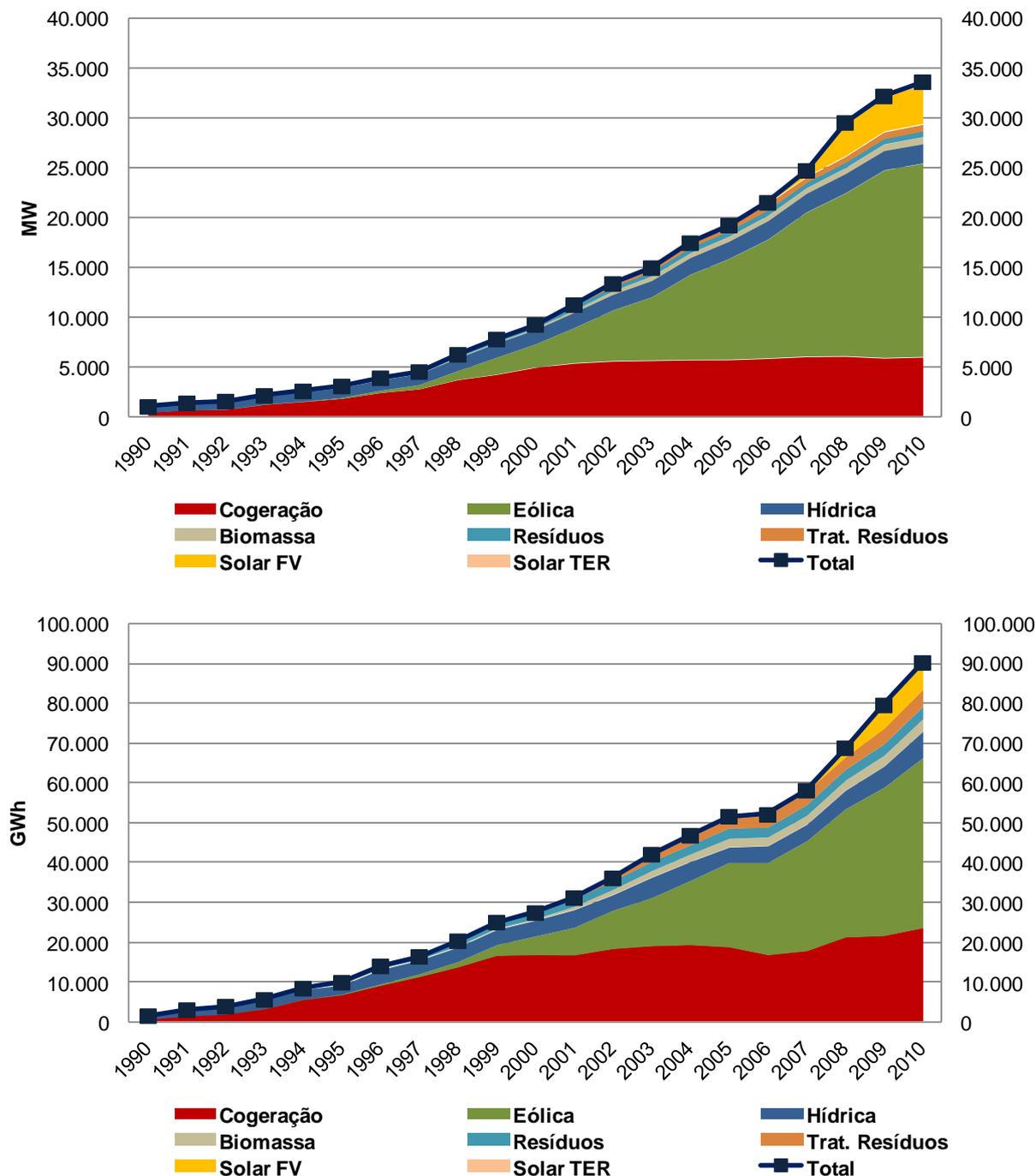
Fonte: (Plan de Acción Nacional de Energías Renovables) PANER

2.2.2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E DA PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA

Os gráficos seguintes mostram a evolução da produção em regime especial em Espanha, ao longo das duas últimas décadas, tanto em potência instalada como em energia produzida.

³ [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20100630_PANER_Espana_version_final_\[1\].cdb842de.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20100630_PANER_Espana_version_final_[1].cdb842de.pdf)

Figura 7: Regime especial em Espanha — potência instalada e energia produzida



Fonte: CNE

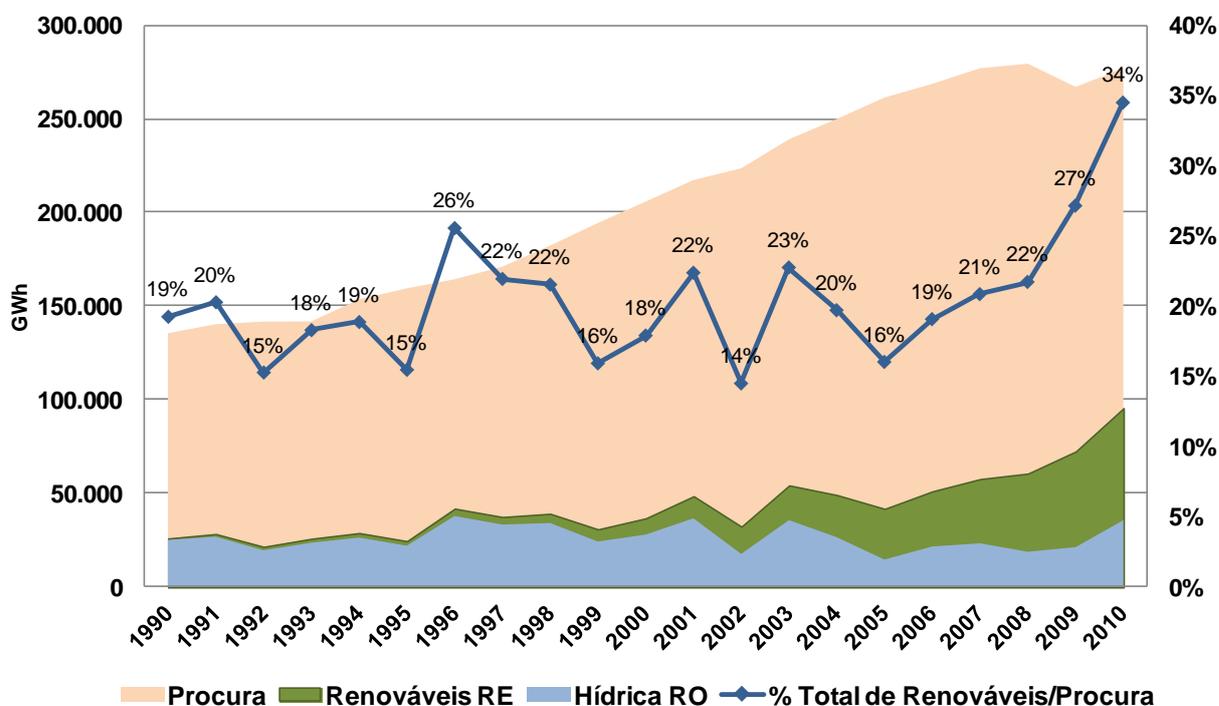
Nota: a produção em regime especial inclui a cogeração e exclui a grande hídrica.

Importa destacar o extraordinário crescimento da energia eólica, que, por si só, supera a contribuição de todas as demais tecnologias, bem como o incremento verificado na solar fotovoltaica em 2008. Ao invés, a contribuição das tecnologias de biomassa e de resíduos é menos significativa, enquanto a cogeração verificou um crescimento continuado ao longo do tempo. A produção em regime especial assente em recursos hídricos (mini-hídrica), mais do que o enquadramento regulatório, é limitada pela escassez de localizações viáveis do ponto de vista ambiental.

2.2.3 EVOLUÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DA PRE PARA A SATISFAÇÃO DA PROCURA NACIONAL

Apesar do continuado crescimento da PRE, a contribuição das renováveis para a cobertura da procura total tem oscilado até ao presente em torno dos 20%, devido a uma evolução irregular da produtividade hídrica e ao crescimento sustentado da procura global, até ao seu máximo histórico em 2007-2008. Os valores de 2008 e 2009 devem ser avaliados com reserva, uma vez que correspondem a anos de elevado hidraulicidade e de retracção do consumo num contexto de crise económica. Em todo o caso, é observável uma evolução concordante com o caminho traçado no objectivo comunitário de “20-20-20”, que se traduz numa contribuição de aproximadamente 40% da procura eléctrica em base renovável (Figura 8).

Figura 8: Evolução da contribuição das energias renováveis para a satisfação da procura em Espanha



Fonte: CNE

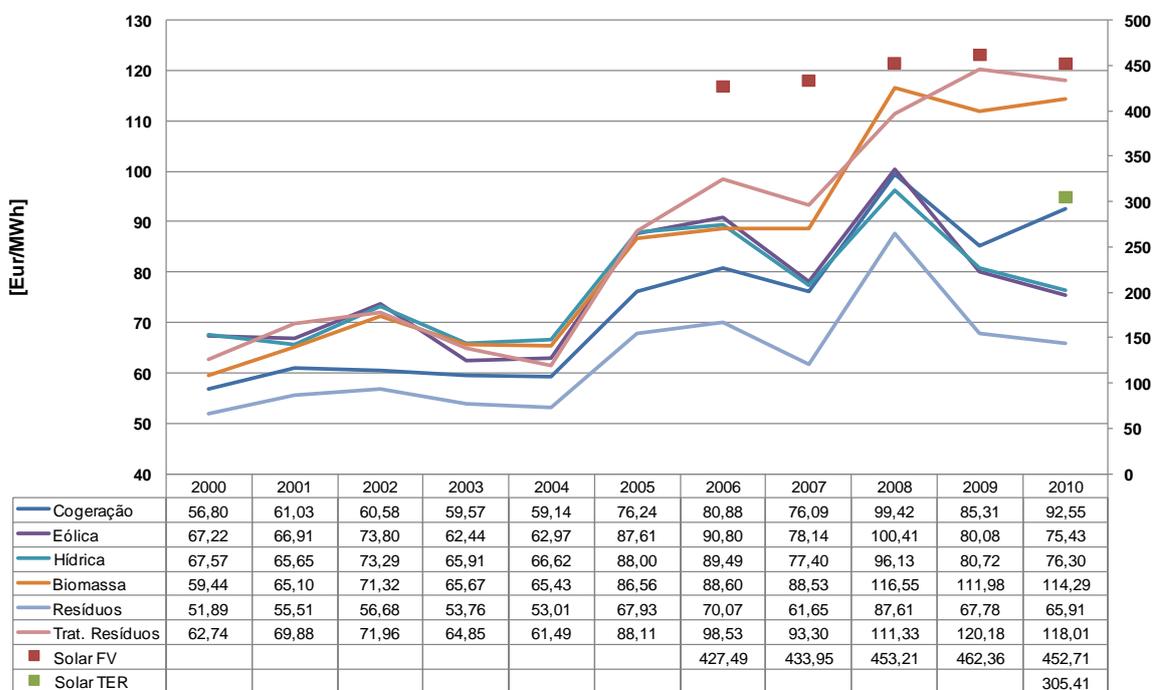
2.2.4 TRATAMENTO COMERCIAL DA PRE

Em Espanha vigoram duas opções para a venda de energia produzida a partir do regime especial: a) mediante a aplicação de tarifa regulada, única para todos os períodos de programação, e b) em mercado, explicitando-se o preço de mercado organizado ou livremente negociado, complementada com uma bonificação.

Quer as tarifas, quer as bonificações sobre o preço de mercado são determinadas atendendo à tecnologia, potência instalada e idade da instalação. Para o caso da produção solar fotovoltaica, assim

como para algumas outras tecnologias dentro de determinados parâmetros de potência e idade, apenas existe a opção de venda por aplicação da tarifa predefinida.

Figura 9: Evolução dos preços médios de retribuição por tecnologia



Fonte: CNE

Nota: As tecnologias solares estão noutra escala (eixo secundário); não se apresentam os preços anteriores a 2006 (fotovoltaica) e a 2010 (termoeléctrica) por se considerar que não são representativos, devido ao número muito reduzido de instalações existentes para tais tecnologias naquelas datas.

Desde 1 de Novembro de 2009⁴, toda a PRE - também a que se vende à tarifa regulada - são oferecidas em mercado através de um representante. As instalações que vendem por aplicação da tarifa são tomadoras de preço (i.e., apresentam ofertas de venda a preço nulo). Para aquelas instalações que não escolhem livremente um representante, os Comercializadores de Último recurso (CUR) desempenham também a função dos representantes de último recurso (RUR), explicitando-se um preço máximo de 5 Eur/MWh, que poderá ascender a 10 Eur/MWh se o RUR pertence a grupo empresarial declarado operador dominante.

O mecanismo de venda da PRE encontra-se previsto na Disposição Transitória sexta do Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio⁵, bem como na Disposição Adicional sétima do Real Decreto 485/2009, de 3

⁴ A data inicialmente prevista era 1 de Janeiro de 2009 (RD 661/2007); Foi, numa primeira etapa, adiada para 1 de Julho (RD 485/2009) e, finalmente, fixada a 1 de Novembro de 2009 pela Disposição Adicional Única do Real Decreto 1011/2009, de 19 de Junho, através do qual se dispõe a existência de um Operador de Mudança de Comercializador.

⁵ Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio, pelo qual se regula a actividade de produção de energia eléctrica em regime especial; a Disposição transitória sexta trata de 'Participação em mercado e liquidação de tarifas, bonificações, complementos e desvios até à entrada em vigor da figura de comercializador de último recurso'.

de Abril⁶. A CNE é responsável pela liquidação das *bonificações equivalentes*¹³, bonificações e complementos, de acordo o procedimento estabelecido na Circular 3/2011 de 10 de Novembro⁷.

Um representante é um agente que actua em nome de outro(s) sujeito(s) do mercado e, conseqüentemente, tenha a condição de agente de mercado. Não existe um “registo de representantes”; um representante faz fé da sua condição por meio da apresentação do correspondente comprovativo notarial do poder de representação. Um agente que actue como representante não pode actuar simultaneamente por conta própria e por conta de terceiros⁸.

Existem duas modalidades de representação: directa ou indirecta; a representação indirecta é a única permitida a instalações que vendem a sua produção em mercado através de aplicação de tarifa. Na modalidade indirecta, ou em nome próprio, é o representante que assume a titularidade das garantias depositadas perante o mercado e, conseqüentemente, o sujeito responsável pelos pagamentos e direitos de cobrança junto do seu representado. Ao contrário, na representação directa, ou em nome de terceiros, o representado é único responsável pela assumpção de pagamentos e de recebimentos; o representante é um mero interlocutor com o operador do sistema, o mercado e a CNE⁹.

O agente responsável pela liquidação perante o Operador de Mercado pode ser o proprietário ou o representante indirecto. O agente responsável pela liquidação perante o Operador de Sistema será sempre o representante, seja ele directo ou indirecto¹⁰.

O responsável pela leitura é também responsável pela medida nos pontos de fronteira das instalações; no caso de instalações de produção (incluindo a PRE), o operador de sistema é o responsável pela leitura dos pontos do “tipo 1” e do “tipo 2” (aqueles com potência aparente maior ou igual a 12 MVA e a 450 kVA, respectivamente), enquanto os distribuidores são responsáveis pelos pontos com potência aparente inferior a 450 kVA¹¹.

⁶ *Real Decreto 485/2009*, de 3 de abril, através do qual se estabelece a existencia de Operador de Mudança de Comercializador no sector eléctrico; a disposição adicional séptima trata da ‘Representação de determinadas instalações de regime especial’.

⁷ *Circular 3/2011*, de 10 de Novembro, da Comisión Nacional de Energía, que regula a prestação de informação e os procedimentos para implementar o sistema de liquidação das bonificações equivalentes, das bonificações, dos incentivos e dos complementos atribuíveis a instalações de produção de energia eléctrica em regime especial.

⁸ Ver o ponto 3 da disposição adicional decimonona da Ley 54/1997, de 27 de Novembro, do sector eléctrico, com a redacção dada pelo *Real Decreto-ley 5/2005*, de 11 Março.

⁹ Ver ponto 4 do Procedimento de Operação 14.1, ‘Condições gerais do processo de liquidação do Operador de Sistema’, aprovado pela *Resolución de la Secretaría General de Energía* de 28 de Julho de 2008.

¹⁰ Ver Procedimento de Operação (PO) 14.8, ‘Sujeito de liquidação das instalações em regime especial’, aprovado pela *Resolución de la Secretaría General de Energía de Energía* de 28 de Julho de 2008.

¹¹ Pode consultar-se a classificação de pontos de medida no *Real Decreto 1110/2007*, de 24 de Agosto, pelo qual se aprovou o *Reglamento unificado dos pontos de medida do sistema eléctrico*.

Caixa 1: Representantes, sujeitos de liquidação e responsáveis pela leitura

2.2.5 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRECTAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE

O aumento da participação da PRE não modulável no *mix* de produção condiciona a gestão de reservas (por desvios face ao programa base) e dos desvios propriamente ditos (face ao programa final¹²).

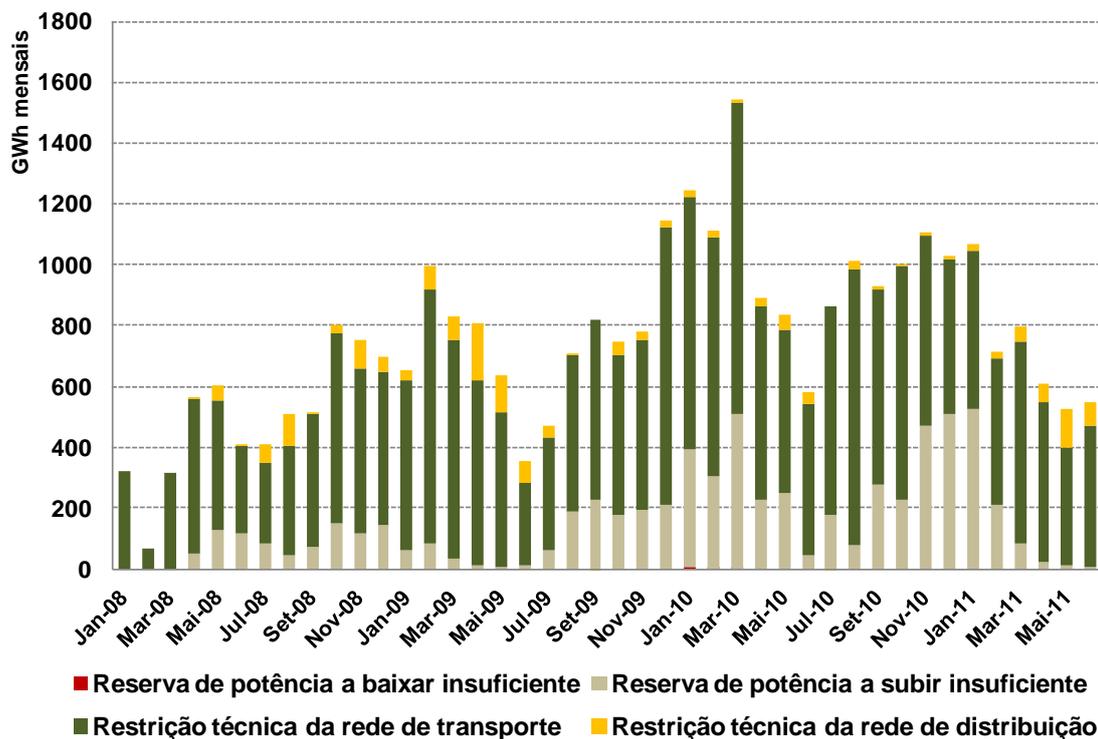
No inverno 2009-2010, a elevada produtividade hidroelétrica e eólica, com o consequente quase desaparecimento do *backup* térmico, induziram um significativo incremento da energia associada a restrições *não-de-rede*, fundamentalmente por insuficiência de reserva a subir. Esta situação conjuntural pode, previsivelmente e num horizonte de dez anos, tornar-se estrutural com uma contribuição sustentada de 40% da PRE para a produção bruta de energia eléctrica.

Se bem que nos últimos meses se tem observado uma redução generalizada nos desvios tanto de eólica como de fotovoltaica, os sinais económicos para a minimização dos mesmos, concebidos ao tempo para serem aplicados a produção em regime ordinário (sem bonificação ou tarifa garantida), podem não ser suficientemente dissuasores para determinadas tecnologias de PRE (a penalidade é limitada ao preço marginal do sistema e não ao preço unitário recebido por cada instalação), especialmente nas situações em que o desvio ocorre por excesso e contra o desvio global do sistema.

Uma e outra situação originam sobrecustos adicionais suportados pelo consumidor final; as futuras modificações regulatórias devem reforçar o mais possível o carácter de firmeza da programação.

¹² Por 'programa final' entende-se o habitualmente denominado 'P48' no mercado eléctrico ibérico.

Figura 10: Evolução da energia associada a resolução de restrições técnicas



Fonte: REE

2.2.6 IMPACTO ECONÓMICO E FINANCIAMENTO DA PRE

A PRE alcançou já a dimensão e a complexidade de um sector económico - avaliar o seu impacto global excede extensamente o alcance desta breve caracterização. Todavia, em muitas regiões espanholas é já claro o seu contributo em termos de PIB e criação de emprego, tanto por via da sua contribuição directa como pelo efeito multiplicador em diversas indústrias e serviços auxiliares. A PRE contribui, assim, para equilibrar a balança de pagamentos e reduzir a dependência energética face ao exterior. Existem ainda outros inquestionáveis benefícios de carácter ambiental e social (fixação de população rural, desenvolvimento local) difíceis de quantificar.

A maior presença da PRE, que apresenta custos variáveis muito baixos, contribui para uma redução do preço marginal médio do mercado grossista; contudo, este menor custo da energia pressupõe, geralmente, um aumento do valor da bonificação equivalente¹³, e, conseqüentemente, das tarifas de acesso pagas por todos os consumidores. Em 2010, em termos unitários, a bonificação equivalente representou um custo médio do acesso de 24,30 €/MWh; o transporte e a distribuição, em conjunto, representaram cerca de 26,10 €/MWh.

¹³ A 'bonificação equivalente' é a diferença entre a energia efectivamente produzida (produção líquida), avaliada ao preço da respectiva tarifa regulada e a liquidação realizada pelo operador de mercado e pelo operador de sistema.

Tabela 5: Evolução da bonificação equivalente unitária por tecnologia

[Eur/MWh]	2005	2006	2007	2008	2009	2010
COGERAÇÃO	17,55	27,45	34,30	34,98	47,58	56,39
EÓLICA	28,92	37,37	36,36	35,97	42,35	45,57
HÍDRICA	29,31	36,06	35,61	31,69	42,99	44,06
BIOMASSA	27,87	35,17	46,75	52,11	74,25	77,59
RESÍDUOS	9,24	16,64	19,86	23,17	30,05	29,80
TRAT.RESÍDUOS	29,42	45,10	51,52	46,88	82,44	81,81
SOLAR FV		374,06	392,16	388,77	424,63	414,61
SOLAR TER						267,31

Fonte: CNE

Nota: Não se apresentam preços anteriores a 2006 para a solar fotovoltaica e a 2010 para a solar termoelétrica por se considerarem pouco representativos, devido ao muito reduzido número de instalações existentes para essas tecnologias nas referidas datas.

3 CONSULTA PÚBLICA SOBRE A INTEGRAÇÃO DA PRE NO CONTEXTO DO MIBEL

A PRE combina aspectos característicos tanto das actividades liberalizadas como das reguladas. A actividade de produção de energia eléctrica, enquanto tal, desenvolve-se em regime de concorrência e de livre entrada, assim isentando os agentes dos requisitos próprios da exploração de redes em regime de monopólio natural. Todavia, o despacho da PRE é prioritário, a retribuição, pelo menos em parte, é regulada e a dimensão do sector terá que estar alinhada com os objectivos nacionais a médio e longo prazo.

Este capítulo pretende conciliar ambas as características, em princípio contraditórias entre si, com o propósito de contribuir para integrar a PRE em mercado, sem provocar distorções no funcionamento deste, minimizando os custos para o consumidor final de energia eléctrica. Em cada secção do capítulo, é apresentada de forma breve a problemática associada a cada aspecto em particular, assim como possíveis alternativas e as questões relacionadas que se submeteram a consulta pública.

3.1 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA EM REFERENCIAL DE MERCADO

Qualquer que seja o regime retributivo adoptado, os incentivos económicos à PRE e o seu despacho prioritário conferem às respectivas ofertas em mercado um carácter infra-marginal. A incorporação da PRE no referencial de mercado marginalista contribui para uma redução do preço médio do mercado à vista a curto e médio prazo, desalojando do diagrama tecnologias de custo variável mais elevado. Por outro lado, a operação destas últimas tecnologias – cuja participação permanece necessária em muitas horas do ano – é encarecida, fruto de arranques e paragens mais frequentes, assim como de um menor número anual de horas de funcionamento. O custo dos serviços de sistema é também encarecido como consequência de ser necessário acomodar a “não-despachabilidade” de boa parte da PRE.

Uma maior contribuição da PRE incrementa a produção de carácter intermitente (ou produção de fio-de-água¹⁴) e reduz a contribuição térmica¹⁵, determinante para a fixação do preço. Em situações de contracção da procura e de excesso de capacidade, podem ocorrer horas de preço nulo (e, inclusivamente, preço negativo nos sistemas em que as regras de mercado o permitem – que não é o caso actual do MIBEL). Ao invés, nas situações de ponta da procura e com escassez de PRE, é de esperar a ocorrência de picos de preço mais extremos.

Algumas das possíveis respostas a estas circunstâncias, relacionadas com a volatilidade da PRE, passam por: maior capacidade de armazenamento, melhor gestão da procura, adaptação dos mercados de reserva, reforço das interligações ou mecanismos de resposta a situações de escassez. A atribuição dos custos (e, quando apropriado, a repartição dos benefícios) das medidas sugeridas é tão relevante como as medidas em si mesmo.

¹⁴ Por analogia a hídrica de fio-de-água (*run-of-river*, na literatura anglosaxónica), em oposição a hídrica de albufeira, associada a um caudal controlável mediante a gestão da cota de exploração.

¹⁵ Parte da procura satisfeita por tecnologias térmicas convencionais (carvão, ciclos combinados de gás, gás em ciclo aberto e fuelóleo) que, tradicionalmente, determinam o preço marginal de sistema.

Dado o carácter aberto e multidisciplinar das estratégias sugeridas, colocam-se as seguintes perguntas para melhor enquadrar a discussão em torno das mesmas:

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?

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?

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?

3.2 HORIZONTES DE PROGRAMAÇÃO DA PRE EM MERCADO

A crescente oferta de PRE no diagrama de produção do MIBEL tem implicações ao nível do funcionamento dos mercados de energia eléctrica, em particular do mercado à vista do MIBEL. Embora de forma distinta, os impactes da PRE no mercado à vista são idênticos para Portugal e para Espanha: no caso português, a oferta de PRE é descontada à procura dirigida a mercado¹⁶, pressionando o preço de encontro no sentido da sua redução; no caso de Espanha a oferta de PRE é explicitada em mercado, com preço ofertado tendencialmente nulo, pelo que o aumento desta oferta pressiona igualmente o preço de encontro no sentido da descida de preços.

Por outro lado, o carácter intermitente de parte substancial da produção em regime especial, particularmente a de origem eólica, implica que, num mercado de formação de preço horário, se possam registar diferenças relativamente elevadas dos volumes de PRE ofertados em mercado em horas adjacentes, conduzindo à formação de preço com racionais também distintos, facto que, por sua vez, implica um aumento da volatilidade do preço de mercado. Contudo, esta volatilidade não impacta apenas na actuação dos PRE, sendo um elemento que acaba por incorporar as estratégias dos agentes presentes nas restantes fileiras de produção.

Acresce que, dada a forma como tipicamente a PRE é explicitada em mercado – oferta a preço instrumental de venda ou redução de procura a preço instrumental de compra –, o aumento dos volumes de PRE em mercados de curto prazo, além das questões associadas com a volatilidade, acarreta igualmente questões de nível dos preços formados naqueles referenciais de mercado. Com efeito, um aumento da PRE tem conduzido, no contexto do MIBEL, a um aumento da probabilidade de ocorrerem preços nulos ou próximos de nulo, com preços médios de mercado que estão abaixo dos custos marginais das tecnologias marginais.

¹⁶ Esta era a situação até final de 2011. Desde 1 de janeiro de 2012, a oferta da PRE é explicitada separadamente da procura dirigida a mercado.

Neste sentido, pelo facto de a oferta da PRE não ser *cost reflective* numa óptica de longo prazo, i.e., não reflectir a estrutura de custos marginais de longo prazo da tecnologia, o sinal preço formado nos mercados de curto prazo acaba por ser distorcido quando se analisa a perspectiva de sinalização do investimento.

Os mercados a prazo asseguram, além de outros aspectos, um racional de formação de preço que mitiga os riscos de volatilidade de preço de curto prazo e um nível de formação de preço que se aproxima da estrutura de custos marginais da expectável tecnologia marginal. Na realidade, no caso específico dos mercados a prazo do MIBEL, o preço formado tende a aproximar-se da estrutura de custos marginais das centrais de ciclo combinado, que são aquelas que mais frequentemente são as centrais térmicas marginais nos sistemas ibéricos e que, em face da capacidade instalada, asseguram um *backup* de produção para os períodos de baixa produtividade eólica.

No seguimento do atrás referido, a colocação de volumes de PRE num horizonte temporal superior ao curto prazo poderia contribuir para reduzir a volatilidade na formação dos preços nos mercados à vista, sem que isso implique uma alteração substancial do racional de preços nos mercados a prazo. A esta situação acresce o facto de, do ponto de vista de repercussão dos custos da PRE nos sistemas dos dois países, alguma estabilização dos preços em mercado contribuir também para uma refinação das expectativas de formação global do preço da energia eléctrica, com consequentes reduções de desvios e estabilização das estratégias de actuação dos agentes compradores em mercados grossistas.

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

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?

3.3 ADEQUAÇÃO DAS REGRAS DE MERCADO AOS ACTUAIS NÍVEIS DE PRE

A oferta crescente de PRE em mercados à vista implica, como se referiu atrás, uma maior volatilidade do preço formado nesses referenciais de mercado. Por outro lado, o mercado à vista do MIBEL é um mercado de preço marginal uniforme, que, por sua vez, assenta no facto das ofertas serem aderentes aos custos marginais das centrais participantes em mercado.

A existência de referenciais de custos marginais distintos e, sobretudo, de flexibilidades de despacho horário distintas, é uma das principais razões para a existência de modos de oferta complexa nas actuais regras do mercado à vista do MIBEL. Com a utilização de modos de oferta complexa, os agentes procuram obviar algumas características implícitas num mercado de formação de preço marginal horário, designadamente a desadequação entre um despacho intermitente de mercado e a capacidade física de tal despacho ser concretizado, pelo menos sem custos adicionais. Todavia, decorre, como já se referiu anteriormente, de um volume crescente de PRE uma maior volatilidade do preço e intermitência de despacho das restantes tecnologias, pelo que o recurso a restrições de segunda ordem (ofertas complexas) na formação do preço tende também a aumentar, tanto mais quanto as actuais regras do

mercado à vista compreendem limites de preço (inferior e superior), que mitigam a sinalização económica de escassez ou de abundância extremas.

Resulta evidente que a intermitência de despacho das tecnologias térmicas para acomodar a variação da PRE é tida como um risco de mercado pelos agentes que detêm activos de produção térmica. Esse risco é tanto maior quanto maior o volume de produção da PRE, uma vez que a probabilidade de despacho intermitente é afectada também pelo volume de PRE, ao qual se associa um risco de receita decorrente da pressão de descida de preço marginal que a PRE acarreta. Contudo, o risco é também uma função da procura dirigida a mercado e esta não é linear para todas as horas do dia, como o é a ferramenta privilegiada de mitigação de risco utilizada pelos agentes (ofertas em modo complexo, que pressupõem uma linearização das receitas para o bloco de 24 horas de cada dia, nas actuais regras).

Convirá reter que o algoritmo que determina o processo de encontro do preço marginal, através do cruzamento das curvas de oferta e de procura considera a possibilidade da realização de ofertas complexas por parte de grupos térmicos que conseguem incorporar na oferta a restrição do gradiente de carga e do arranque. Esta restrição é colocada, considerando as ofertas horárias e o número mínimo de horas de despacho consideradas em cada unidade de oferta.

No quadro de desenho de regras de mercado, podem equacionar-se, neste contexto, algumas opções distintas, desde a admissibilidade de ofertas em blocos de horas como complemento a ofertas em modulação horária, bem como a eventual eliminação dos limites de preços. A primeira das opções (possibilidade de ofertas em blocos) permite uma modulação do risco de despacho diferenciada entre períodos do dia em que o risco de intermitência de despacho é também ele diferente. A segunda opção (eliminação dos limites de preço) parece permitir evitar a existência ou necessidade de mecanismos complementares de receita (como os pagamentos por capacidade), mas poderá implicar uma maior variabilidade dos preços de mercado.

Com efeito, a possibilidade de realizar ofertas por blocos de horas parece contribuir para minorar o efeito económico adverso da simultaneidade de uso de estratégias de oferta em modo complexo, válidas para o conjunto do dia e sem especializar as partes do dia em que o risco que se procura cobrir é diferenciado.

A acomodação de desajustes entre a previsão inicial de PRE utilizada para o referencial de mercado diário e as que se efectuam posteriormente ao seu fecho tem suscitado o interesse em aumentar as possibilidades de fecho desses desajustes mediante a utilização dos mercados intradiários. Em acréscimo, tem-se levantado a questão se este alargamento dos mercados intradiários se deve efectuar pelo desdobramento do número de sessões já existente ou por introdução da negociação a contínuo neste referencial de mercado.

Em resumo, a crescente penetração da produção em regime especial coloca de forma evidente a questão da adequação das actuais regras de funcionamento do mercado à vista, tanto por via da sinalização económica da escassez e da abundância, como por via da modulação do risco de despacho em mercado das centrais térmicas em função da procura dirigida a mercado.

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?

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?

3.4 REPRESENTAÇÃO OU AGREGAÇÃO DA PRE

A apresentação de uma oferta em mercado pressupõe assumir com antecedência compromissos de produção em períodos precisos e o seu incumprimento é objecto de desincentivadoras penalizações. Esta exigência é inalcançável de forma individual pelas instalações de PRE de carácter “não despachável”¹⁷ e de pequena dimensão, pelo que se impõe alguma forma de agregação que permita minimizar desvios face à programação.

É desta forma que surge a figura do ‘agregador’ ou representante, como interlocutor entre um conjunto de instalações e os operadores de mercado e de sistema e, quando necessário e aplicável, outros organismos. Esta abordagem permite estabelecer canais de comunicação profissionalizados e melhorar a eficiência global do sistema, ainda que venha introduzir uma nova tipologia de agente cujas actividades e relações contratuais devem estar claramente definidas.

Deste modo, colocam-se de seguida algumas questões em torno das quais se pretendeu centrar o debate:

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)?

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

3.5 VALORIZAÇÃO, REPERCUSSÃO E LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS DA PRE

Numa relação muito estreita com o tema da secção anterior, é necessário enquadrar o âmbito de agregação da programação que é admissível para a consolidação de desvios. *A priori*, não deveriam extravasar uma mesma zona de oferta (Portugal ou Espanha, no caso do MIBEL). Outras restrições poderiam vir a abranger instalações cuja produção esteja consignada a contratos bilaterais transfronteiriços, ou exigir que uma percentagem mínima da potência que consolide desvios esteja adstrita a um mesmo centro de controlo.

¹⁷ Aquelas cujo recurso energético primário não é controlável.

Em todo o caso, deve discutir-se quando, como e sobre que agente se deve fazer recair o custo dos desvios: identificar o programa contra o qual se calculam os desvios; decidir se apenas pagam as unidades em desvio ou se parte (e que parte) do custo do desvio é assumido pela procura, etc. O alcance destas questões ultrapassa o estrito âmbito da PRE e respeita ao desenho global do mercado.

No caso português convirá reter que a PRE não assume o pagamento de desvios, pelo que não se efectua qualquer valorização correspondente.

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

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

3.6 CÁLCULO DAS RESERVAS E DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

As oscilações no volume da PRE e a sua prioridade no despacho face às tecnologias convencionais são alguns dos factores que condicionam o cálculo das reservas do sistema e consequentemente a capacidade das interligações.

Em sede do CR, os operadores de sistema ibéricos¹⁸ justificaram as reduções da capacidade de interligação entre Portugal-Espanha devido à segurança do sistema: a REN aplica reduções prévias ao mercado diário quando se prevê uma forte produção eólica em situações de procura reduzida (vazio), para garantir suficiente reserva térmica de regulação a baixar; REN e REE aplicam reduções posteriores ao mercado diário de modo a evitar a exportação de produção de origem térmica, garantindo suficiente reserva a subir¹⁹.

Na sequência do acompanhamento que os reguladores vêm fazendo desta questão de há cerca de dois anos a esta parte, o CR deseja propor critérios harmonizados para o cálculo das reservas de regulação e do valor de capacidade de interligação disponível, antes e depois do fecho do mercado diário.

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?

Possíveis actuações irregulares: Poderiam os operadores de sistema estar a criar restrições na capacidade de interligação para resolver restrições de rede eminentemente internas²⁰?

¹⁸ Os operadores de sistema português e espanhol são a Rede Eléctrica Nacional (REN) e a Red Eléctrica de España (REE).

¹⁹ Em Espanha, aplica-se o Procedimento de Operação (P.O.) 3.2, “Resolução de restrições técnicas”, donde é referido que se deve evitar novas restrições (adicionais às restrições solucionadas em mercado diário) em processos posteriores (mercado intradiário, balanço e tempo real). Em Portugal, o Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema prevê, no âmbito da “Solução de restrições técnicas internas”, que o ORT estabeleça “as limitações de segurança necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo de resolução de restrições técnicas e nos subsequentes mercados.”

²⁰ Práticas de tal índole foram atribuídas ao operador sueco, Svenska Kraftnät (SvK), merecendo a abertura do processo COMP/39.351 pela Comissão Europeia (CE) em abril de 2009. Segundo a CE, SvK reduzia a capacidade de interligação com as redes vizinhas no sentido exportador, com objetivo de minimizar os custos de redespatcho

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

Em Maio de 2010, a pedido do CR, os operadores de sistema ibéricos elaboraram uma actualização do *roadmap* para a implementação de um mecanismo de troca de serviços de balanço transfronteiriços. As fases 2 e 3 do *roadmap* consistem no desenho e implementação de:

Um mecanismo transitório implementado no âmbito MIBEL para evitar a perda de produção renovável não sujeita a despacho pelo operador de sistema e o desacoplamento de grupos térmicos da rede durante períodos de curta duração.

Um mecanismo permanente, no âmbito da Região Sudoeste de Europa²¹, extensível a outros sistemas europeus interligados, de alcance mais amplo.

A fase 2 mantém uma estreita relação com o conteúdo deste documento, pois faz parte do desenvolvimento dos trabalhos no âmbito MIBEL e destaca-se pela integração de um volume crescente da PRE em momentos de baixa procura. O sistema com escassez de reserva de potência a baixar – e com necessidade efectiva de reserva a baixar - (sistema A) realizaria uma oferta de energia a subir no sistema (B), o qual incorporaria na sua ordem de mérito; caso esta resulte assignada e exista capacidade de interligação disponível, então seria programada a correspondente troca de serviços de sistema A→B.

Algumas das principais características do mecanismo proposto são:

Modelo bilateral coordenado TSO-TSO²², recíproco e não discriminatório; cada TSO assegura a responsabilidade da segurança de abastecimento no seu próprio sistema.

Não se admite reserva de capacidade (utiliza-se a capacidade sobrança após o última sessão intradiária), nem pagamentos pela sua utilização; as trocas são fisicamente firmes de hora em hora.

As trocas começam no início de cada hora de programação, duram um determinado período de horas e até ao horizonte de programação da sessão intradiária seguinte.

Os agentes de mercado seguem participando nos mercados de serviços de sistema em cada área, cuja gestão é realizada pelo operador de sistema em que a unidade fornecedora do serviço se encontra ligada.

O “Regional Roadmap” para a “SW Region of ERI” prevê que o desenho e concepção da fase 2 estejam prontos no final de 2011 e que a solução definitiva, envolvendo a RTE, entre em funcionamento apenas no 4.º trimestre de 2014.

originados por restrições internas, limitando o acesso dos consumidores vizinhos aos meios de produção suecos. Para evitar um processo de incumprimento, SvK comprometeu-se a dividir a sua rede em duas ou mais zonas.

²¹ A iniciativa regional do sudoeste de Europa (south-west regional initiative, o SW ERI, nas suas siglas em inglês) engloba Portugal, Espanha e França; o operador do sistema francês é o Réseau de Transport d'Electricité (RTE, nas suas siglas em francês).

²² Operador ou gestor da rede de transporte (Transmission System Operator o TSO, nas suas siglas em inglês).

No âmbito da fase 2, o CR levanta as seguintes questões:

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

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?

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

Algumas das tecnologias PRE, incluindo a eólica e a fotovoltaica, que são empregues em larga escala, são particularmente sensíveis às flutuações na tensão e da reativa.

Em Espanha, para prevenir uma possível perda em cascata de geração eólica, aprovou-se em 2006 um procedimento de resposta às cavas de tensão²³; em 2007, este procedimento passou a ser de carácter obrigatório²⁴, com um estabelecimento de um prazo de adaptação por parte dos agentes²⁵, prorrogado à posteriori, e com um incentivo complementar económico associado²⁶. Em 2010, esta obrigação estendeu-se às instalações - ou grupos de instalações - fotovoltaicas com mais de 2 MW²⁷ de potência instalada. A respeito do controlo da energia reactiva, estabeleceu-se para toda a PRE um intervalo obrigatório para o factor de potência cujo incumprimento é penalizado; caso se mantenha o $\cos\phi$ dentro de um segundo intervalo mais exigente o agente é bonificado com um prémio²⁸. Não existe um mercado para a provisão do serviço de controlo de tensão, se bem que a regulação contempla essa possibilidade.

Em Portugal, foram publicados através da Portaria 596/2010, de 30 de Julho, os novos Regulamentos das redes de transporte e de distribuição que tornam mais exigentes as condições de ligação às redes dos equipamentos electroprodutores.

No que diz respeito à PRE, para além das disposições gerais aplicáveis a todas as tecnologias, são estabelecidas condições específicas para os parques eólicos com potência instalada acima de 6 MVA impondo que, em regimes perturbados, permaneçam ligados às redes para variações de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz, ou para variações da componente inversa da corrente até 5% da corrente

²³ Procedimento de Operação (P.O.) 12.3: 'Requisitos de resposta frente a cavas de tensión das instalações eólicas', aprovado pela Resolução de 4 de Outubro de 2006.

²⁴ Apartado e) do artigo 18 ('Obrigações dos produtores em regime especial') do Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio, que regula a actividade de produção de energia eléctrica em regime especial.

²⁵ Disposição transitória quinta ('Cumprimento do procedimento de operação 12.3'), do próprio RD 661/2007.

²⁶ Disposição adicional sétima ('Complemento pela continuidade de abastecimento frente a cavas de tensão'), do repetido RD 661/2007.

²⁷ Na redacção dada pelo artigo primero, alíneas cinco e catorze a dezasseis do *Real Decreto 1565/2010*, de 19 de Novembro, pelo qual se regulam e modificam determinados aspectos relativos à produção de energia eléctrica em regime especial.

²⁸ Anexo V ('Complemento de energia reactiva') ao RD 661/2007, na redacção dada pelo artigo primeiro, apartado vinte, do citado RD 1565/2010.

nominal. Em caso de defeitos, devem suportar cavas de tensão de acordo com as especificações indicadas²⁹ e não devem consumir energia activa ou reactiva durante o defeito e fase de recuperação da tensão. Devem ainda fornecer energia reactiva durante as cavas de tensão de acordo com as especificações indicadas³⁰.

Em regime normal, não é permitido aos grupos geradores injectar reactiva nas redes em horas de vazio e supervazio. Nas restantes horas (pontas e cheias) a produção de energia activa deve ser acompanhada de uma componente proporcional de energia reactiva dependente da rede, do nível de tensão e da potência de geração instalada³¹.

As instalações eólicas superiores a 10 MVA já existentes à data da publicação da Portaria 596/2010 que não cumpram as novas especificações têm um período para se adaptarem.

Relativamente às cavas de tensão e ao controlo da energia reactiva, o CR levanta as seguintes questões:

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

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?

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

Portugal e Espanha assumiram a nível europeu o compromisso de que, respectivamente, 60% e 40% da sua produção eléctrica será de origem renovável em 2020. O facto desta produção ser considerada de despacho prioritário, associado à sua intermitência e tendência para ser mais distribuída e dispersa do que a produção convencional, fazem com que estes ambiciosos objectivos sejam um desafio para a operação do sistema eléctrico e obriguem a uma atenção especial ao modo como se faz a coordenação, a agregação e o controlo da produção de origem renovável que é injectada na rede eléctrica. Apesar da produção eléctrica de origem renovável ser considerada de despacho prioritário, é de esperar que existam situações em que os operadores das redes de transporte terão de emitir ordens para a limitação da energia de origem renovável que está a ser produzida.

Em resposta a este desafio, em Espanha, a REE criou em 2006 o Centro de Controlo do Regime Especial (CECRE) cujo objectivo é supervisionar e controlar a produção em regime especial, maximizando a produção de origem renovável mas garantindo sempre a segurança do sistema eléctrico.

O CECRE integra a estrutura de despacho centralizado da REE, garantindo a comunicação das instruções de comando e supervisão com os centros de controlo da produção que agregam todas as

²⁹ Ver ponto 3.7.4 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.4.3 do Regulamento da Rede de Distribuição.

³⁰ Ver ponto 3.7.5 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.4.4 do Regulamento da Rede de Distribuição.

³¹ Ver ponto 3.8.1 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.5.2.1 do Regulamento da Rede de Distribuição.

instalações de produção com potência superior a 10 MW. As eventuais ordens de limitação da potência produzida são enviadas pelo CECRE para os centros de controlo da produção através do SCADA.

Em Portugal, o SCADA do despacho da REN integra directamente as medidas e as comunicações com os centros de controlo da produção de origem renovável que estão ligados à rede de transporte. Por sua vez, a produção de origem renovável que se encontra ligada à rede de distribuição recebe instruções da REN através dos centros de controlo de produção dos respectivos grupos empresariais, encontrando-se toda a produção em regime especial com telecontagem instalada. Deste modo e apesar de não ter sido ainda necessário, existem condições técnicas de, com o recurso à figura do agente agregador de produção de origem renovável, dar ordens de redução ou interrupção da injeção desta produção na rede portuguesa. Assim, as dificuldades para aplicar esta medida aparentam ser apenas de natureza legal.

Assim, tendo em consideração as diferenças descritas justificam-se as seguintes questões:

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?

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?

3.10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

Tanto para Espanha como em Portugal, a metodologia retributiva adoptada é do tipo ‘Feed-in-Tariff / Feed-in-Premium’ (FiT/FiP)³², no qual se tem demonstrado, de uma forma geral, ser mais eficaz e eficiente que as quotas, obrigações de compra ou “certificados verdes”³³ usados em outros Estados membros, alguns dos quais já migraram ou estão a considerar migrar para um esquema do tipo FiT/FiP³⁴.

Mas, longe de cair na complacência relativamente à concepção e ao desenvolvimento contínuo de uma adequada metodologia retributiva da PRE no contexto MIBEL, esta apresenta sérios desafios.

³² Para mais informação acerca desta forma de promoção das energias renováveis, pode consultar-se o ‘site’ de colaboração fundado pelos Governos alemão, espanhol e esloveno: <http://www.feed-in-cooperation.org>

³³ Ver o documento de trabalho da Comissão Europeia ‘The support of electricity from renewable energy sources’ (Janeiro de 2008), baseado nos estudos OPTRES-‘Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market’ (vários autores, Fevereiro de 2007, encarregado pela Direcção Geral para a Energia e o Transporte, DG-TREN) e ‘Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States’ (Fraunhofer Institute, Janeiro de 2007, encarregado pelo Ministério federal alemão para o meio ambiente, a conservação da Natureza e segurança nuclear, BMU).

³⁴ O Reino Unido é quicá o caso destacável, pois a transição ao esquema FiT/FiP é marcado por uma muito ambiciosa reforma do mercado eléctrico, objecto do livro branco publicado em julho de 2011:

http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/renewable_ener/feedin_tariff/feedin_tariff.aspx

Em Espanha, o 'boom' fotovoltaico do ano 2008 mostrou os riscos que acarretam uma mudança abrupta da retribuição dissociado da observância rigorosa das metas predeterminadas. A regulação actual³⁵ prevê uma inscrição ordenada por lotes de PRE associadas a um mecanismo automático de revisão da bonificação. Por outro lado, a progressiva transição do esquema FiT 'puro' (venda à tarifa regulada) a FiP (mercado mais bonificação) sujeito a limites (*cap & floor*) foi interrompida na eólica e biomassa, retrocedeu na cogeração ou nem sequer se chegou a implementar para a fotovoltaica. A PRE é classificada através de várias categorias e subcategorias retributivas, parcialmente sujeitas a regimes transitórios específicos, cuja existência limita o alcance real das sucessivas reformas introduzidas — esta complexidade pode retrair a afluência de investidores ao sector.

Em Portugal como já se referiu anteriormente, a energia produzida pela PRE é obrigatoriamente adquirida pelo comercializador de último recurso, por aplicação de preços fixado administrativamente (*feed-in tariff*). A diferenciação da retribuição da PRE está, no actual quadro legal, dependente da tecnologia de produção. No âmbito do memorando de entendimento assinado entre o Estado Português e a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional encontra-se prevista a revisão do esquema de retribuição da PRE, revisão essa que aguarda desenvolvimentos ainda por definir.

No contexto de uma crescente integração da PRE no MIBEL, é relevante a convergência dos sistemas Espanhol e Português, a fim de evitar a distorção que implica a existência de compensações assimétricas para as tecnologias que vendem o mesmo produto indiferenciável num mercado único.

Relativamente aos aspectos de índole retributiva da PRE, o CR propõe as seguintes pergunta:

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

“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?

3.11 ACESSO DE TERCEIROS À REDE

A normativa comunitária e nacional, tanto em Portugal como em Espanha, estabelece a prioridade da PRE face à produção em regime ordinário, tanto no acesso à rede como no despacho, salvo se colocam em risco a segurança de abastecimento.

No entanto, em Espanha, *não* se aplica o princípio de reserva de capacidade para a PRE: enquanto existir 'um só kVA sobranter' num nó, deverá dar-se prioridade de acesso (se este não compromete a segurança do sistema), ainda que, caso haja saturação do nó, seja aplicada o rateio na produção entre

³⁵ Real Decreto 1578/2008, de 26 de Setembro, retribuição da actividade de produção de energia eléctrica mediante tecnologia solar fotovoltaica para instalações posteriores à data limite de manutenção da retribuição do Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio, para dita tecnologia; e artigo 4 ('Mecanismo de registo de pré-asignação de retribuição para as instalações do regim especial') do Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de Abril, donde se adoptam determinadas medidas no sector energético e aprova-se a tarifa social.

todas as instalações ligadas a este (supõe a igualdade de acesso na situação de prioridade de despacho). A aplicação desta filosofia foi possível durante o passado, período em que as redes não estavam saturadas e que a PRE tinha uma presença pouco relevante, hoje em dia é causa de conflitos; a CNE repetidamente tem vindo a pronunciar-se a favor da sua alteração³⁶: não se deveriam produzir um deslastre sistemático da PRE, cuja produção é objecto de um apoio económico único e necessária para satisfazer compromissos ambientais adquiridos, para além do razoavelmente admissível mediante a aplicação de um rácio indicador de sobre-capacidade a determinar.

Em Portugal, a PRE é também de ligação e despacho prioritário. Existem, no entanto, limitações à potência nominal de cada instalação de PRE que pode ser ligada em cada ponto de rede³⁷.

No que toca à prioridade de despacho, é necessário reflectir sobre a razoabilidade de a manter durante todo o horizonte temporal; ou seja, se a (não questionada) prioridade na programação poderá estender-se até ao tempo real, porque assim determinados agentes poderiam incorporar esta vantagem competitiva, reajustando a sua estratégia de oferta nas sessões intradiárias de forma legítima, mas onerosa para o sistema.

Relativamente à prioridade de acesso e despacho da PRE, o CR colocou as seguintes questões:

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

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

3.12 GARANTIA DE ORIGEM E ROTULAGEM DA ELECTRICIDADE

Em Espanha existe um sistema de rastreabilidade da origem de energia eléctrica, supervisionado pela CNE, constituído por um registo de anotações em conta (não se trata de um sistema de “certificados verdes”) que é complementado por um código associado à rotulagem da energia eléctrica, e que permite, com segurança, informar os consumidores finais da composição do seu *mix* de fornecimento de energia eléctrica utilizando como referência o *mix* de produção nacional, e informando as emissões de CO₂ e a geração de resíduos radioactivos³⁸ associados ao fornecimento de energia eléctrica.

No que toca à emissão e resgate das respectivas garantias de origem, a CNE é a entidade responsável pela manutenção do balanço entre a energia injectada e consumida. Em termos de impacto ambiental, as garantias de origem podem constituir um atributo de venda de um produto que é tradicionalmente

³⁶ No dia 22 de Abril de 2009, a CNE remeteu à Secretaria de Energia a proposta do ‘Real Decreto de acesso e ligação à rede eléctrica de instalações de produção de energia eléctrica do regime especial’, que não foi objecto de tramitação subsequente à data da redacção deste documento. Esta norma guarda uma estreita relação com os P.O.’s da série 12, em particular, com o ponto 12.1 (‘Solicitudes de acesso para a ligação de novas instalações à rede de transporte’), cuja proposta de alteração data de Outubro de 2008.

³⁷ A relação entre a potência nominal de cada uma das unidades de PRE ligadas em MT tem de ser inferior ou igual a 16% da potência de curto-circuito do ponto de ligação e o total de potência instalada de micro-produção em cada uma das redes de BT tem de ser menor ou igual a 25% da potência nominal do transformador MT/BT respectivo.

³⁸ Página web del sistema de garantía de origen: <http://gdo.cne.es>

considerado uma *commodity* indiferenciável, com o qual se pretende ir mais além dos requerimentos de qualidade obrigatórios.

Em Portugal, as garantias de origem das energias renováveis (que não se encontrem ao abrigo do regime especial) estão sob a responsabilidade do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). No que respeita à cogeração, incluindo cogeração de alta eficiência, as garantias de origem são da responsabilidade da Rede Eléctrica Nacional (REN). No entanto, os sistemas de garantias de origem encontram-se actualmente em fase de implementação.

No que respeita à rotulagem de energia eléctrica, destaca-se a Lei 51/2008 e a Recomendação da ERSE. O modelo escolhido tem em consideração as opções de aprovisionamento dos diversos comercializadores (por exemplo, o comercializador que opte por comprar exclusivamente no OMIE tem o mix de fontes do OMIE).

A integração de um sistema de garantia de origem ao nível ibérico poderia constituir uma via natural para a extensão da harmonização já existente no âmbito do mercado grossista e retalhista. Se toda a energia é casada num único *hub*, parece lógico que os consumidores que se abastecem a partir do mesmo recebam informação análoga à origem da electricidade que partilham.

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

4 ANÁLISE DAS RESPOSTAS À CONSULTA PÚBLICA

Em 2 de novembro de 2011 o Conselho de Reguladores do MIBEL colocou em consulta pública, nas páginas da internet da CNE, ERSE e do MIBEL, o documento “Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos”, para receção de comentários por parte dos interessados até 23 de novembro, prazo posteriormente alargado até 15 de dezembro de 2011.

No quadro da consulta pública sobre a integração da PRE no contexto do MIBEL, promovida pelo Conselho de Reguladores, foram recebidas 25 respostas de diferentes entidades de Espanha e Portugal³⁹. Estas 25 entidades cobrem interesses diversos, desde os TSO de cada país, principais operadores a atuar no mercado ibérico (aqui designados abreviadamente por *utilities*), associações e entidades relacionadas com as energias renováveis e cogeração e um conjunto de outras entidades, que compreende comercializadores, produtores independentes, operadores de mercado, *brokers* e entidades regionais.

De uma forma geral e fora do âmbito das questões colocadas em discussão, várias entidades realçaram a importância de promover uma reflexão e debate aberto sobre os temas objeto da consulta pública, reconhecendo o interesse em poderem pronunciar-se sobre os referidos temas. Em acréscimo, os participantes na consulta pública mencionaram o interesse em convergir para uma harmonização europeia nestas matérias, que pode basear-se na experiência de harmonização no âmbito do MIBEL.

De seguida é efetuada uma análise de cada uma das questões colocadas na consulta pública com base nas respostas recebidas dos interessados. A avaliação das referidas respostas não pretendeu ser exaustiva da posição individual de cada um dos interessados, mas antes identificar os aspetos de maior interesse e abrangência subjacentes às questões colocadas. A análise aqui efetuada considera, sempre que relevante, os quatro grupos de interesse mencionados: TSO, *Utilities*, Renováveis e Outros.

VALORIZAÇÃO DA ENERGIA EM REFERENCIAL DE MERCADO

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

Globalmente, a generalidade dos agentes participantes na consulta pública pronunciou-se favoravelmente à participação da PRE num referencial de mercado, designadamente como incentivo a que este tipo de produção melhore continuamente as suas previsões de produção e como forma de introduzir concorrência adicional no referencial de mercado grossista em que participa. Foi considerado que esta é a opção mais adequada e eficiente, tendo sido rejeitada qualquer outra possível solução alternativa.

³⁹ Região de Murcia, EREN, EDP, NERA, UNEF, Acciona Energía, ACIE, AEE, AEGE, APPA, APREN, COGEN, Endesa, E.ON España, FORTIA Energía, GDF SUEZ, EDP-HC Energía, Iberdrola, OMIE, REE, REN, Gas Natural-Fenosa, UNESA, Junta da Galiza e ARMIE

Ainda assim, no quadro da consulta foram recebidas respostas de teor distinto. Por um lado, alguns agentes mencionaram que a retirada da PRE da curva de oferta agregada do mercado marginalista não afetaria significativamente o preço de encontro, uma vez que parte equivalente da procura seria também retirada da respetiva curva agregada e a PRE oferta em preço inframarginal (procura e oferta tomadoras de preço). Por outro lado, outros agentes mencionaram que, para a existência de adequados sinais económicos, toda a PRE renovável e não despachável, não deveria participar em mercado marginalista, já que é tomadora de preço e a sua oferta em mercado não corresponde à sinalização de um custo real ou custo de oportunidade, mas antes ao cumprimento da obrigação de despacho prioritário.

Por fim, no quadro das respostas das utilities, algumas entidades chamam a atenção para a compatibilização entre o modelo de participação em mercado e o regime remuneratório deste tipo de produção, bem como para a possibilidade de se poder permitir um regime de escolha do referencial de mercado em que se participa (mercado organizado vs. bilateral).

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?

De forma genérica, os agentes participantes da consulta pública distinguem a propósito desta questão três opções distintas:

Um conjunto de agentes considera indesejável a introdução de ofertas de preço negativo no mercado diário, mas admite que tal possa suceder nos mercados de reserva, especialmente no caso de energia a descer, uma vez que corresponderia a um incentivo para deixar de produzir. Este referencial é o que goza de um mais amplo apoio entre as respostas recebidas.

Um outro conjunto de agentes que considera igualmente indesejável a introdução de ofertas de preço negativo nos mercados diário e de reserva. Em relação a estes últimos (mercados de reserva), um dos comentários sugere a criação de um novo mercado de reserva a descer, organizado pelo Gestor de Sistema sob a forma de um leilão em que participariam os agentes habilitados a ofertar o serviço, sendo a admissibilidade de preços negativos limitada a um carácter preciso dos mesmos e desde que reflita o custo do serviço. Este grupo, embora em menor número que o anterior, goza também de um significativo apoio dos agentes.

Um grupo de agentes que avaliam positivamente a introdução de ofertas de preço negativo, tanto em mercado diário como em mercados de reserva, referindo-se a este propósito que esta prática estaria alinhada com o que se pratica noutros países europeus (e.g., França ou Alemanha). Este grupo é minoritário no conjunto de respostas recebidas.

Consequentemente, as respostas recebidas mencionam dois referenciais diferentes de admissibilidade de preços negativos: mercado à vista (diário e intradiário) e mercado de reserva. No quadro do primeiro, é quase unânime a rejeição de um modelo que permita preços negativos. No que se refere ao segundo referencial, a generalidade dos agentes admite a introdução de preços negativos.

A justificação para a recusa de preços negativos no mercado à vista é fundada na inconsistência da existência de limites máximos de preço com a abolição do limite mínimo (preço nulo) e com o facto de se

considerar que a existência de um volume significativo de ofertas em preço instrumental acarreta uma valorização da tecnologia marginal abaixo dos respetivos custos variáveis. Já no caso dos mercados de reserva, é comumente referenciado que a existência de preços negativos permitiria mais facilmente sinalizar as disponibilidades da produção mais flexível para condições de reserva a descer.

3. Repartição de custos: Deveria recair sobre a PRE parte dos custos das medidas adotadas (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?

Genericamente, os agentes presentes na consulta pública expressaram-se no sentido de que os custos com os desvios devem ser repercutidos em quem os provoca.

Sem prejuízo desta referência, as respostas recebidas evidenciam dois grandes grupos de quase igual dimensão: i) os agentes, tipicamente mais próximos da produção em regime ordinário, que referem ser desejável a atribuição à PRE de, pelo menos, parte dos custos das medidas adotadas para a gestão da intermitência daquele tipo de produção vis-a-vis as necessidades de segurança do sistema; e ii) os agentes – normalmente com ativos de produção em regime especial - que consideram que a existência de sobrecustos associados com o aumento do nível de PRE e com a sua respetiva variabilidade não devem ser assignados em exclusivo a estes agentes de mercado, uma vez que são uma característica própria deste tipo de produção, devendo repercutir-se sobre a procura.

Por fim, para esta questão em concreto, é notória uma diferença de respostas entre os agentes a operar no sistema português e aqueles de operam no sistema espanhol. Uma vez que o regime de pagamento de desvios para a PRE é distinto nos dois países, os agentes portugueses tendem a expressar uma opinião menos assertiva em relação a pagamentos de desvios por parte da PRE, enquanto os agentes espanhóis (em cujo sistema a PRE já responde por desvios) partem dessa premissa e referem-se fundamentalmente às restantes questões associadas com outros sobrecustos (potências de backup, instalações de bombagem, etc.).

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 generalidade dos agentes participantes da consulta pública coincidiu em considerar que o aprovisionamento a prazo da PRE contribui positivamente para a redução da volatilidade de preço para os consumidores. Estes agentes reconhecem que a programação a prazo da PRE pode induzir uma estabilização das receitas deste tipo de produção e, conseqüentemente, atuar na estabilização dos desvios tarifários que decorrem da necessidade de integrar os sobrecustos da PRE no quadro do confronto entre a remuneração através de mecanismos de mercado e dos mecanismos retributivos para a PRE.

Alguns comentários recebidos mencionam que, atualmente, já existe a possibilidade de efetuar contratos financeiros de cobertura de preço a prazo (OMIP, MEFF e OTC), o que permite garantir uma retribuição estável.

No que se refere à mitigação dos desvios físicos da PRE, quase todas as respostas consideram que o horizonte de programação não é uma variável que influa decisivamente na melhoria das previsões de produção e, conseqüentemente, na minimização dos desvios físicos da PRE.

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?

Existe uma grande variedade de respostas de acordo com os grupos de interesse atrás mencionados. A generalidade das utilities e dos produtores independentes defendem que os comercializadores deverão eleger os instrumentos de aprovisionamento no mercado que consideram ser os mais adequados para o aprovisionamento de energia, sendo por isso uma decisão de negócio. A obrigatoriedade de aquisição energia, pelos comercializadores, por esta via não é bem acolhida e foi considerado que tal não influenciaria positivamente a concorrência no setor.

Os PRE espanhóis referem que a ideia subjacente neste tipo de instrumento aumenta a disponibilidade de aprovisionamento dos comercializadores e favorecem a implementação deste modelo. Já os PRE portugueses foram adversos a este modelo, argumentando que este favorece as grandes empresas e investidores em detrimento das PME e da concorrência.

A resposta dos comercializadores a esta questão é ambígua. Uns defendem que este modelo é favorável a uma maior concorrência, outros defendem que o mercado de representação devia ser restrito unicamente aos operadores não dominantes de modo a que exista uma concorrência efetiva neste tipo de mercado.

ADEQUAÇÃO DAS REGRAS DE MERCADO AOS ATUAIS 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?

Não existe sobre esta matéria uma posição consensual entre os participantes na consulta pública realizada, exceto quanto à necessidade de se reforçar a compatibilização e convergência com os restantes mercados europeus.

Um conjunto de agentes é favorável à manutenção do quadro de ofertas complexas existente, por o considerar a melhor forma de garantir um despacho minimamente rentável dos centros electroprodutores, permitindo adequação às condições técnicas de funcionamento dos mesmos.

Embora a generalidade dos PRE não tenham emitido uma opinião formal sobre este ponto em discussão, alguns deles consideram dispensáveis a apresentação de ofertas complexas, visto existir um mercado intradiário onde se pode efetuar as correções de programa de despacho.

Algumas *utilities* e alguns produtores independentes sublinharam a necessidade de se convergir as estruturas de ofertas com os modelos de mercado em vigor no resto da Europa, de modo a facilitar a integração a médio prazo dos mercados. Por outro lado, um número significativo de *utilities* e produtores independentes defende a possibilidade da coexistência de ofertas complexas com ofertas por blocos.

Os operadores de sistema português e espanhol não são unânimes neste ponto. Enquanto a REE defende que o mecanismo mais eficaz para reduzir as restrições técnicas seria o desaparecimento de incentivos retributivos associados à resolução dessas mesmas restrições técnicas, já a REN é da opinião que devem ser os agentes de mercado a comentar este ponto.

A resposta por parte dos comercializadores também não é unânime. Apesar de alguns comercializadores referirem que estão confortáveis com o atual modelo de oferta complexa juntamente com a gestão de balanço realizada no mercado intradiário, outros comercializadores são da opinião que a apresentação de ofertas por blocos contribuiria para discriminar melhor os preços de vazio e de ponta. O aumento das sessões intradiárias deixa cair a criticidade de apresentação de ofertas complexas dos grupos térmicos.

A OMIE referiu que foram consideradas algumas simplificações no desenho de mercado de modo a favorecer uma maior integração com a Europa através da utilização das rampas de energia em detrimento das rampas de potência e a eliminação dos blocos indivisíveis.

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

Na questão do confronto entre os modelos de mercado intradiário a contínuo e de mercado por sessões, a opinião dos agentes divide-se em dois grupos:

1. Um conjunto de agentes que não considera que o simples desdobramento do número de sessões de mercado intradiário seja só por si uma ferramenta de mitigação dos desvios físicos imputáveis à PRE. Ao invés, estes agentes tendem a assumir como melhor instrumento de redução dos desvios imputáveis à PRE a aproximação da hora de fecho dos diferentes referenciais de mercado face à hora de entrega da energia, o que permitiria a utilização das melhores previsões disponíveis antes do início dessa mesma entrega. Assim, a constituição de um mercado a contínuo é tida como a solução que melhor serve a harmonização com os restantes principais modelos europeus.
2. Um outro conjunto de agentes (nomeadamente, os comercializadores) que sustenta que a existência de mais sessões de mercado intradiário seria a melhor contribuição para a mitigação dos desvios de previsão imputáveis à PRE. Estes agentes tendem a considerar que a existência de um mercado a contínuo é mais suscetível de apropriação de poder de mercado pelos principais agentes de mercado e não contribuiria necessariamente para um refinamento das previsões da PRE, já que estas são atualizadas com uma periodicidade relativamente baixa, o que poderia colocar dificuldades operativas aos gestores de sistema e de mercado na compatibilização e seguimento dos programas de mercado e de operação. De resto, o próprio desdobramento do número de sessões de mercado

intradário é visto como uma forma de gradualmente se convergir para um mercado a contínuo e de se convergir para um modelo europeu harmonizado.

Por fim, alguns agentes referiram que nenhuma das opções colocadas a discussão contribuiria para uma redução dos desvios imputáveis à PRE, já que a referida baixa frequência de atualização das previsões de produção da PRE não justifica, por si só, a implementação de alterações ao modelo de mercado.

REPRESENTAÇÃO OU AGREGAÇÃO DA PRE

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

Nesta questão, o conjunto das respostas permite verificar duas grandes linhas de tendência: uma que considera que a atividade de representação e agregação é distinta da comercialização; e outra que aponta que estas duas atividades (comercialização e representação e agregação) possam ser desempenhadas por uma mesma entidade, sendo defendido pelos comercializadores e *utilities* que não existe vantagem em criar-se mais um tipo de agente de mercado autónomo.

Do contexto das respostas recebidas não resulta, assim, que o reconhecimento da especificidade das atividades implique necessariamente a existência de agentes específicos para cada uma.

Em acréscimo, agentes de menor dimensão defendem que, mesmo considerando a existência de atividades separadas que possam ser desempenhadas por uma mesma entidade, há a vantagem em que a representação e agregação possam ser facilitadas por entidades independentes dos principais agentes de mercado.

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 respeito da existência e necessidade da representação de último recurso, a generalidade dos agentes pronunciou-se no sentido de ser admissível a sua existência, ainda que tal deva suceder de forma transitória. A existência de tal figura é tida pelos agentes como justificável nas situações em que os produtores em regime especial se encontrem vinculados à participação em mecanismos de mercado. Esta circunstância é valorizada em especial para os PRE de menor dimensão, que, dessa forma, poderiam beneficiar de serviços de agregação e representação profissionalizados, mesmo que os não encontrando em regime de “mercado livre”.

Por outro lado, no que se refere à definição de um limiar para adesão à representação de último recurso, existem respostas em sentido divergente. Uma parte dos agentes prefere evitar o estabelecimento de tal limiar, com a justificação de que essa medida poderia deixar sem acesso à atividade de agregação e representação algumas instalações de PRE. Todavia, uma outra parte dos agentes considera ser admissível que o acesso à comercialização de último recurso possa ser sujeito a critérios relacionados

com limites de potência (alguns agentes sugerem que essa prerrogativa deva apenas estar disponível para instalações de potência instalada igual ou inferior a 0,1 MW) ou de antiguidade.

VALORIZAÇÃO, REPERCUSSÃO E LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS DA PRE

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

A respeito do âmbito de consolidação de desvios, o conjunto de respostas recebidas é de alcance diverso. Há um conjunto de agentes que se pronunciou no sentido de ser desejável que os desvios se consolidassem por agente, sem especificar se esta agregação deverá, ou não, ter uma especificidade de sistema e/ou tecnologia (i.e., por país e/ou por tecnologia).

Um outro conjunto de agentes menciona que a agregação de desvios se deveria efetuar dentro de cada sistema de balanço, ou, podendo ser de âmbito ibérico, num quadro de harmonização e troca de serviços de sistema entre os operadores de sistema dos dois países, de forma a garantir uma área de consolidação coerente.

Por fim, outros agentes assinalam que seria razoável não impor qualquer restrição no âmbito de consolidação dos desvios, uma vez alcançada a harmonização dos mercados de serviços de sistema de Portugal e Espanha.

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

A generalidade das respostas recebidas menciona que os desvios devem ser apurados face ao último programa de mercado, que reflete na integralidade as atuações dos agentes nos diferentes referenciais de mercado e está mais próximo do referencial de entrega física dos programas assim contratados.

Em acréscimo, alguma diferenciação poderia introduzir-se no caso de unidades de programação despacháveis e não despacháveis, designadamente com a possibilidade dos desvios das primeiras se apurarem face ao programa horário operativo e os desvios das segundas se determinarem contra o programa horário final.

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?

A respeito do cálculo e firmeza das capacidades de interligação, a opinião expressa pelos agentes não é de todo o unânime. Os operadores de sistema dos dois países tendem a considerar que não existe um problema substancial com a definição do programa de interligação próximo à definição do programa de mercado, sendo realçadas as necessidades de gestão da segurança do sistema e correspondente atuação no plano das capacidades de interligação, sendo a questão da firmeza passível de ser gerida

com a existência de mecanismos de alocação de capacidade a prazo (eventualmente com a utilização de PTR com características de *use it or sell it*).

Já as *utilities* e as entidades próximas da produção e da comercialização tendem a favorecer a adoção de programas de interligação com algum carácter de firmeza, havendo quem sugira que essa firmeza se deve reportar ao programa definido com um período mínimo de 72 horas de antecedência relativamente à entrega, embora outros agentes mencionem limiares distintos para a firmeza dos programas de interligação (alternativamente o programa provisório de mercado ou o programa definitivo de mercado). Na circunstância de ser necessário alterar os programas na interligação, devem privilegiar-se as ações coordenadas de balanço pelos TSO.

Neste sentido, alguns dos agentes tendem a considerar que os TSO deveriam assumir as responsabilidades decorrentes da alteração dos programas de interligação imediatamente após a concretização dos fechos de mercado.

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

Vários dos agentes participantes na consulta pública, a respeito de possíveis atuações dos TSO que extravasem as habilitações regulamentares, tendem a referir o desconhecimento de tais práticas e/ou a inexistência de informação a esse respeito. De forma enfática, apenas uma entidade refere que a prática existe e vem sendo exercida de há algum tempo a esta parte.

Por fim, algumas entidades referem que uma parte substancial do problema advém da falta de coordenação ao nível da regulação dos sistemas, já que é considerado que, no conjunto do sistema ibérico, os níveis de reserva existentes são suficientes para lidar com eventuais necessidades de recomposição do programa de despacho dos mercados. Em acréscimo, é referida a necessidade de maior transparência na gestão da capacidade da interligação.

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 transacionada na interligação no sentido de Portugal para Espanha? E de Espanha para Portugal?

Uma parte importante das respostas a esta questão refere que o preço a aplicar nas trocas de serviços de sistema deveria convergir para o preço marginal que decorreria de um tratamento integrado das ofertas do serviço em ambos os países, havendo diferenciação de respostas entre os agentes que tendem a considerar a definição do preço marginal do lado do sistema que presta o serviço, face aos que consideram a definição do preço marginal do lado do sistema que beneficia desse serviço.

Na questão a respeito do preço das trocas de serviços de sistema, há uma remissão para a proposta dos TSO no âmbito do Conselho de Reguladores, que estabelece que o preço de troca de serviços de sistema deveria aproximar ao preço de mercado em base horária para as situações em que se pretenda evitar o deslastre de PRO, ou o preço da PRE, deduzido do prémio que estes produtores estejam

dispostos a pagar para evitar serem deslastrados, nas circunstâncias em que se pretenda evitar deslumbres de PRE.

Por fim, alguns agentes mencionam que o preço a aplicar nas trocas de serviços de sistema deveria ser o mesmo em ambos os sentidos ou o que resulte de um mercado conjunto dos dois sistemas.

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 objetivos propostos para a fronteira Portugal-Espanha?

A resposta à questão de quais as principais barreiras à maior integração dos mercados português e espanhol, designadamente quanto a questões que se referem à interligação, não merece referências unânimes por parte dos participantes na consulta pública.

Alguns agentes sinalizam a inexistência de um mercado integrado de gestão de desvios como o principal constrangimento a um mais aprofundado modelo de integração, enquanto outros agentes referem que a falta de harmonização dos procedimentos dos operadores de sistema (gestão dos serviços de sistema, carácter das ofertas ou mecanismos de liquidação) constitui um aspeto relevante nas principais dificuldades encontradas. A existência de congestionamentos e a necessidade de mais capacidade de interligação são igualmente referidas como obstáculos a uma mais aprofundada integração dos dois mercados.

Por outro lado, um conjunto de agentes sinaliza a necessidade de se efetuar a aproximação das horas de fecho das sessões de mercado intradiário à hora de entrega como uma principal prioridade nos trabalhos de harmonização do mercado ibérico.

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

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 generalidade dos agentes – *utilities*, comercializadores, PRE e produtores independentes - defende que é desejável avançar desde já para um processo de harmonização a nível ibérico, sem prejuízo de uma posterior concretização da harmonização já no referencial europeu. Os PRE e os comercializadores sublinham a necessidade de serem uniformizadas as regras de exploração, gestão e controlo do fator de potência, tendo em conta as especificidades técnicas em cada rede.

Todavia, um agente defende que a harmonização de procedimentos não é crítica, desde que a operação de cada sistema seja mantida em separado, distinguindo também os sistemas de apoio à PRE.

Os operadores de sistema são ambíguos neste ponto. Enquanto a REE é favorável a uma primeira harmonização ibérica visto que os atuais requisitos em matéria do comportamento das cavas de tensão são muito similares e compatíveis, já a REN prefere aguardar pela harmonização europeia atendendo ao estabelecimento de novos critérios operativos na publicação da nova versão do Regulamento da Rede de Transporte.

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?

As *utilities* destacam que já existem critérios uniformizados nos dois sistemas e que já é um ponto de partida para uma harmonização mais generalista. Os critérios passíveis de serem harmonizados são aqueles que têm a ver com critérios de funcionamento e segurança (cavas de tensão e controlo da energia reativa), previsão do consumo, resolução de restrições técnicas, gestão das interligações, serviços de sistema e gestão da procura (interruptibilidade).

Alguns comercializadores mencionam que ainda existe algum trabalho a fazer relativamente ao controlo da tensão, introduzindo mecanismos harmonizados de correção de fator de potência pela PRE. Outros referem que deverá ser reconhecido o direito de participação da PRE no mercado de serviços de sistema nas mesmas condições dos PRO.

Os operadores de rede referem que dado o carácter local da energia reativa, não se considera prioritária uma harmonização europeia no curto-prazo. Contudo a harmonização ibérica é desejável tanto ao nível técnico como económico nos dois sistemas. A REN menciona que os atuais critérios existentes na regulamentação espanhola e portuguesa são semelhantes.

A generalidade dos PRE está satisfeita com o atual enquadramento regulatório. Caso ocorra um processo de harmonização esta deverá ser realizada ao nível europeu.

Os produtores independentes e outras entidades estão confortáveis com o atual enquadramento regulatório. Já o OMIE defende uma harmonização dos dois sistemas de âmbito ibérico.

COORDENAÇÃO, AGREGAÇÃO E CONTROLO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL INJETADA 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 injetada na rede elétrica são tratadas pelas REE e REN?

Praticamente a totalidade dos agentes que se expressaram com conteúdo efetivo em relação a esta questão mencionaram que é vital aprofundar-se o nível de harmonização entre Portugal e Espanha na coordenação, agregação, controlo e deslastre de PRE, de forma a evitar-se tratamentos discriminatórios de uma mesma tecnologia de cada lado da fronteira e a garantir procedimentos de operação comuns por parte dos TSO. Todavia, um agente em particular refere que, embora o objetivo final possa ser o mesmo para cada TSO, os procedimentos técnicos adotados podem não ser necessariamente os mesmos.

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?

De forma genérica, os agentes pronunciam-se no sentido de que a harmonização entre os dois países, salvaguardadas as questões de ordem jurídica, deveria apontar para a existência de critérios comuns,

tanto ao nível das condições para determinar o deslastre de cargas de PRE, como nas condições de compensação aos agentes afetados, desejavelmente através de mecanismos transparentes de mercado.

Uma parte importante dos agentes participantes na consulta pública fez notar que, em Espanha, a possibilidade de deslastres de produção de PRE já existe, sendo esta prerrogativa reconhecida por estes agentes como um aspeto positivo do modelo espanhol, não sendo, pois, necessário alterar o quadro existente. Todavia, alguns agentes consideram que se deveriam estabelecer mecanismos de mercado para determinar a ordem e mérito das ordens de deslastre, sendo ainda referida a necessidade de melhorar a transparência da informação e a justificação dos custos incorridos pelo sistema.

Em acréscimo, outros agentes referem a necessidade de que a possibilidade de efetuar deslastres de cargas dos PRE seja acompanhada de mecanismos que permitam uma visibilidade integrada das redes de transporte e de distribuição, do ponto de vista da operação global dos sistemas e das respetivas redes.

ASPETOS RETRIBUTIVOS

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

A resposta a esta questão evidenciou dois eixos de resposta distintos:

1. Um eixo que se refere à simplificação dos princípios, em que a generalidade dos agentes que abordaram esta circunstância se pronunciou favoravelmente a que tal simplificação pudesse ocorrer, desde logo como forma de reduzir custos administrativos e barreiras à entrada.
2. Um eixo relativo à harmonização dos aspetos retributivos, em que podem identificar-se, nas respostas recebidas na consulta pública, quatro cambiantes principais:
 - a) Um primeiro conjunto de agentes expressa-se favoravelmente a uma harmonização dos aspetos retributivos da PRE entre Portugal e Espanha, ainda que parte deste grupo de agentes considere que essa harmonização pode não ser imediata e concretizar-se apenas a médio-prazo.
 - b) Um segundo conjunto de agentes considera que, ainda que possa haver vantagens em proceder-se a alguma harmonização das condições de retribuição da PRE, esta deve atender a critérios que assegurem que não se desvirtuem os sinais económicos do preço de mercado, que se ajuste a retribuição ao estado de maturidade da tecnologia e que o modelo permita suficiente flexibilidade para o cumprimento dos objetivos de política energética de cada país individualmente considerado.
 - c) Um outro conjunto de agentes menciona que, a haver uma alteração de condições de retribuição da PRE no sentido da harmonização das condições nos dois países, esta deva respeitar as condições em vigor para os agentes já estabelecidos, privilegiando a segurança jurídica e a estabilidade económica daquelas instalações de PRE.
 - d) Um conjunto de agentes que refere explicitamente que a harmonização de condições retributivas entre Portugal e Espanha não é desejável nem urgente, já que a existência dos modelos atuais não

conflitua com o MIBEL e o seu aprofundamento. De entre os agentes que se expressam negativamente face à harmonização de condições de retribuição da PRE há ainda os que referem que a harmonização não se deve efetuar em prejuízo do tratamento diferenciado de cada tecnologia de PRE.

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?

A maior parte dos agentes que se expressam sobre a harmonização de questões retributivas e respetivo *road map* expressam que não é, de todo, urgente uma atuação neste domínio, devendo os passos a este respeito serem marcados por um calendário europeu e pelo respeito do princípio da segurança jurídica dos investimentos já realizados.

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?

O conjunto de respostas recebida no âmbito da consulta pública não permite delinear uma linha comum de atuação a respeito da precedência temporal de despacho das instalações de PRE. Com efeito, alguns dos agentes defendem que a PRE deverá beneficiar de um despacho prioritário em condição absoluta e, dentro da PRE, com primazia para as tecnologias não despacháveis, enquanto outros agentes consideram que, ou não são desejáveis quaisquer mecanismos de reserva de capacidade, ou que estes devem atender a critérios de eficiência económica determinados pelo mercado (valia económica do despacho prioritário como instrumento de determinação da própria ordem de prioridades).

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

No quadro do limiar temporal de aplicação da prioridade de despacho, as respostas dos agentes à consulta pública divide-se em dois grandes grupos: (i) os agentes que consideram que a prioridade de despacho da PRE só deve acontecer em tempo real, vigorando até esse limiar as regras de despacho económico de mercado; e (ii) os agentes que consideram que a prioridade de despacho da PRE deve ser uma condição absoluta válida em todos os horizontes temporais.

Por outro lado, alguns dos agentes participantes na consulta pública mencionaram que o critério de prioridade de despacho deveria atender ao carácter não gerível da produção em regime especial, enquanto outros mencionaram a possibilidade de introduzir mecanismos concorrenciais de mercado para a atribuição da prioridade de despacho (i.e., incorporar uma valorização económica no despacho para determinar uma mais correta ordem de prioridades).

GARANTIA DE ORIGEM E ROTULAGEM DA ELETRICIDADE

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

A generalidade das respostas recebidas - *utilities*, comercializadores e PRE - são favoráveis à harmonização ibérica dos sistemas de garantia de origem e de rotulagem de eletricidade, uma vez que o fornecimento a clientes finais se efetua a partir de um mesmo mercado de aprovisionamento. Neste sentido, os comercializadores referem ainda que esta harmonização alargaria o mercado e o conjunto de oportunidades de comercialização das garantias de origem no âmbito do fornecimento de energia a consumidores finais. De entre as respostas favoráveis à integração dos sistemas, uma parte dos agentes menciona o médio prazo como o calendário mais ajustado para a sua concretização.

De modo inverso, algumas entidades – entidades públicas e consultoras - são favoráveis a um modelo de base nacional, em que a rotulagem de energia e as garantias de origem sejam identificadas com o *mix* de cada país.

Por ultimo, há agentes que sublinham que esta questão pouca ou nenhuma relação tem com o tema da integração da PRE no sistema elétrico, não sendo, de todo, prioritário.

5 PROPOSTAS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA

No quadro de desenvolvimento recente do MIBEL, é reconhecida a crescente importância da produção em regime especial para a satisfação do consumo, sendo esse elemento relativamente equivalente nas realidades dos sistemas nacionais de Portugal e Espanha. A nível europeu, a experiência ibérica não pode deixar de se considerar como uma experiência com algum carácter pioneiro – tanto na dimensão relativa, como na articulação regulatória -, o que coloca desafios para os quais não existem práticas e soluções amplamente testadas ou que possam servir de padrão incontestado.

Todavia, se, por um lado, a dimensão relativa dos regimes de produção em regime especial é equiparado nos dois países e existe já uma base de harmonização significativa, por outro lado, não pode deixar de reconhecer-se que algumas questões do tratamento deste tipo de produção requerem ainda harmonização adicional.

O Conselho de Reguladores considera da maior importância a expressão de opinião por parte dos agentes de mercado e da generalidade dos interessados que participaram no processo de consulta pública, já que esta é a melhor forma de compreender as necessidades de um mercado em desenvolvimento e contínuo aperfeiçoamento, nomeadamente no que concretiza um caminho de harmonização regulatória.

Desejavelmente, o desenvolvimento da harmonização regulatória deve efetuar-se no quadro de um amplo e participado consenso entre agentes e demais interessados no MIBEL. Reconhece-se que nem sempre essa situação é alcançável, tendo presente a natureza contraditória de alguns dos interesses em perspectiva, mas tal não deve impedir que as boas práticas possam ser adotadas.

De forma relativamente esperada, o resultado da consulta pública promovida pelo Conselho de Reguladores não devolveu um amplo consenso para todas as questões colocadas a discussão. O carácter diverso das questões e, em alguns casos, a elevada especificidade técnica de algumas limita a obtenção de opiniões ou a sua concreta fundamentação.

Em todo o caso e em resultado de uma estruturada análise das respostas à consulta pública e de uma reflexão maturada dos temas, o Conselho de Reguladores considera do maior interesse formular um conjunto de propostas de desenvolvimento legal e regulatório, tendente a aumentar a harmonização do enquadramento com que se efetua a integração da produção em regime especial no MIBEL.

Partindo do conjunto de questões discutidas com agentes de mercado e interessados, o Conselho de Reguladores identifica uma dezena de temas principais para a integração da produção em regime especial no MIBEL de forma harmonizada, coordenada e facilitadora do desenvolvimento de um mercado ibérico aberto, plural e eficiente (económica e ambientalmente).

Os temas referenciados podem dividir-se em dois grandes eixos organizativos:

3. Questões associadas ao **modelo e desenho de mercado**; e

4. Questões relacionadas com a **operação e segurança do sistema** e outros **aspectos de natureza comercial**.

Por outro lado, os temas identificados não estão no mesmo limiar de criticidade e de desenvolvimento. Em concreto, foram identificadas três situações distintas:

1. **Aspectos consolidados**, para os quais o nível de harmonização atingido e a perspetiva dos agentes de mercado e do próprio Conselho de Reguladores é de que não é necessário alterar o quadro vigente, quer porque se obteve já um amplo consenso ou porque o processo adquiriu a necessária maturidade.
2. **Aspectos prioritários** de desenvolvimento legal e regulatório, para os quais se identificam medidas concretas de harmonização regulatória, que, por sua vez, se consideram de carácter prioritário e de criticidade elevada. Estes aspectos devem merecer uma atuação de harmonização mais centrada no curto prazo, desejavelmente no período de 1 ano.
3. **Aspectos não prioritários**, por apresentarem menor criticidade para o desenvolvimento do MIBEL, e para os quais se identificam medidas concretas, cujo carácter de implementação poderá ser faseado no tempo. Estes aspectos de harmonização são identificados como uma atuação de segunda linha, centrada no médio prazo, i.e., no decurso de um prazo de 2 anos.

5.1 QUESTÕES ASSOCIADAS AO MODELO E DESENHO DE MERCADO

EXPLICITAÇÃO DA PRE EM REFERENCIAL DE MERCADO

A integração da PRE em regime de mercado, de acordo com o que decorre da consulta pública realizada, beneficia de um amplo consenso entre os agentes, independentemente do referencial temporal para a sua colocação. As vantagens desta abordagem assentam numa maior aproximação dos agentes com interesses na PRE aos referenciais de mercado, o que, a prazo, poderá criar condições para que as tecnologias mais maduras possam ver a sua remuneração crescentemente determinada pelo encontro entre procura e oferta e, cada vez menos, por mecanismos de garantia de preço. O aumento da transparência do mercado é outro dos aspectos positivos relevantes neste domínio.

Neste sentido, a harmonização de condições de participação da PRE nas plataformas de mercado no âmbito do MIBEL, passa por condições idênticas de explicitação dos volumes de produção em Portugal e Espanha, facto que foi recentemente consagrado com a inclusão na regulamentação portuguesa da obrigação de separação das unidades de oferta da entidade legalmente obrigada a adquirir toda a PRE.

De resto, a integração da PRE em mercado a prazo permite uma estabilização das condições de remuneração dos agentes, o que, em presença de mecanismos de garantia de preço da PRE, pode constituir uma forma eficiente de minimização dos desvios tarifários. Com efeito, a adoção do referencial de preço formado em mercado à vista para determinação dos sobrecustos para o sistema com a PRE

implica, desde logo, a existência de uma elevada volatilidade do preço e consequente dificuldade na sua (do sobrecusto) determinação *ex-ante*.

Neste sentido, apesar de os agentes participantes na consulta pública ressaltarem que a integração da PRE em mecanismos de alocação a prazo não mitiga os desvios físicos, é consensual que estes permitem uma maior previsibilidade do sobrecusto com a PRE e uma forma cobertura de risco de aprovisionamento aos comercializadores em mercado. De todo o modo, dadas as características específicas de cada sistema tarifário ibérico, o desenho e a operativa deste tipo de instrumentos deverá ser determinada a nível nacional, privilegiando a adoção de produtos padronizados de aprovisionamento a prazo e inexistência de qualquer tipo de obrigações de compra pelos agentes comercializadores, como forma de contribuição para um referencial integrado de mercado.

Em resumo, atendendo desde logo ao fato dos agentes já terem incorporado a necessidade de integrar a PRE em referenciais de mercado, as medidas de convergência regulatória não devem fazer perigar os avanços já alcançados.

Linha de ação: TEMA CONSOLIDADO.

MODELO DE FORMAÇÃO DE PREÇO DE MERCADO

Embora não necessariamente apenas como consequência da integração da PRE no MIBEL, a consulta pública realizada pelo Conselho de Reguladores questionou sobre as regras e metodologias em vigor para a formação do preço de mercado da energia e suas vias alternativas de desenvolvimento. Neste sentido, noutros mercados europeus, a existência da possibilidade de inclusão de ordens de negociação com preço negativo vem sendo associada a uma maior flexibilidade dos respetivos modelos de mercado. Por outro lado, a inclusão da PRE em mercado de contratação à vista, fundamentalmente em modo tomador de preço, suscita a questão da adequada remuneração das restantes tecnologias de produção e da viabilidade operativa dos despachos de mercado.

Decorre da explicitação de opiniões em consulta pública que a generalidade dos agentes se manifesta contrária à introdução de preços negativos no referencial de mercado à vista (diário e intradiários), por considerarem que tal opção introduz uma distorção na sinalização económica que um mercado marginalista deverá induzir na gestão dos ativos e dos investimentos futuros. Todavia, a introdução de preços negativos é admitida como possibilidade de desenvolvimento dos mercados de reserva, tendo em consideração que tal formulação de preço permitiria uma melhor sinalização das ofertas de reserva nos mercados de serviços de sistema.

A manutenção do regime de ofertas complexas, restringidas aos termos económicos, é encarada por uma parte dos agentes como uma forma eficaz de assegurar adequadas condições de operacionalidade do despacho económico efetuado em mercado, a par de condições de formação de preço que garantem uma adequada remuneração das tecnologias não intermitentes.

Do ponto de vista de convergência do modelo de mercado à escala europeia, os recentes desenvolvimentos a este respeito concorrem no sentido de considerar que a manutenção do regime de ofertas complexas mais utilizadas no mercado à vista do MIBEL não conflitua com os trabalhos de acoplamento de mercados que se estão a desenvolver, existindo a garantia por parte dos operadores de mercado que as necessárias condições de compatibilização dos algoritmos de preço são alcançáveis e implementáveis a curto prazo.

Neste sentido, não se antevê a necessidade de alterar o modelo de formação do preço de mercado atualmente vigente, pelo menos no quadro da integração da PRE no MIBEL.

Linha de ação: TEMA CONSOLIDADO.

RESPONSABILIDADE PELOS CUSTOS COM DESVIOS À PROGRAMAÇÃO DE MERCADO

A explicitação em mercado da PRE implica, desde logo, a necessidade de efetuar a programação de mercado da mesma, com as correspondentes previsões de produção e entrega no referencial de mercado. Sendo que o confronto entre a programação e a efetiva entrega de energia acarreta muitas vezes a ocorrência de desvios, importa considerar a forma de repercutir os desvios da PRE. Neste particular, a situações dos dois países não é idêntica, sendo que em Espanha a PRE é responsável pela programação de mercado e respetivos desvios, enquanto em Portugal esse não é o regime em vigor.

De uma forma genérica, as respostas à consulta pública realizada permitem, a respeito dos desvios da PRE, evidenciar a importância de mecanismos que induzam a maior eficiência possível na gestão de desvios, sendo a responsabilização pelos encargos correspondentes um indutor dessa eficiência. De resto, a harmonização ibérica neste particular acarreta também a vantagem de evitar distorções de mercado, nomeadamente quanto à dimensão dos desvios atribuíveis à PRE e correspondentes necessidades de serviços de sistema.

De resto, sendo reconhecida a intermitência de parte substancial da PRE, com a correspondente necessidade de prever reserva de *backup* adequada, a resposta à consulta pública evidenciou que os agentes privilegiam uma atribuição de custos com os desvios harmonizada e idêntica para todos os agentes de mercado. Neste sentido, os custos com os desvios deverão ser assumidos por quem os provoca.

Linha de ação: *introduzir um referencial legal que estabeleça que a PRE seja responsável pelos encargos correspondentes aos desvios entre a programação de mercado e a entrega efetiva de energia nas redes, permitindo-se de forma harmonizada a existência de agregação das programações e dos respetivos desvios;*
TEMA PRIORITÁRIO.

GESTÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO PARA FINS COMERCIAIS

O aumento dos volumes de PRE explicitados nos diferentes referenciais de mercado, assim como uma crescente integração do MIBEL, suscita a necessidade de adotar programas previsíveis e firmes na interligação entre Portugal e Espanha. Esta necessidade deve, contudo, ser balanceada com a gestão da segurança dos sistemas, de modo a compatibilizar a gestão operativa da interligação e dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha com a contratação efetuada pelos agentes nos diferentes referenciais de mercado.

As questões da previsibilidade e da firmeza da capacidade de interligação pode efetivar-se através de mecanismos de contratação a prazo da mesma, algo que alguns agentes tiveram a ocasião de sublinhar nas suas respostas à consulta pública. Por sua vez, a resposta a esta questão foi já assumida pelo Conselho de Reguladores do MIBEL mediante proposta de implementação de um mecanismo conjunto de gestão a prazo da interligação entre Espanha e Portugal, que poderá assumir a natureza de gestão de direitos financeiros de utilização da capacidade de interligação FTR⁴⁰. De todo o modo, o mecanismo em causa deve assegurar a convergência com os restantes mercados europeus, designadamente por alinhamento com o *target model*, que recomenda a adoção de produtos de gestão a prazo padronizados e transacionáveis numa escala geograficamente abrangente.

A existência de um mecanismo de gestão a prazo da interligação assente em ferramentas de mercado de carácter harmonizado e abrangente, além dos benefícios quanto à mitigação dos riscos de firmeza e previsibilidade da interligação, permite ainda reforçar a transparência do funcionamento do mercado para a generalidade dos agentes, sendo recomendável a adoção de critérios comuns e transparentes por parte dos TSO quanto à gestão das capacidades de interligação para acomodar situações de necessidade operativa ou de segurança dos sistemas elétricos.

O Regulamento (UE) n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT) estabelece no seu artigo 8 que os participantes no mercado devem prestar à ACER e às entidades reguladoras nacionais informações relativas ao sector energético, realçando as disponibilidades no transporte de eletricidade e de gás natural, para efeitos de monitorização das operações nos mercados grossistas de energia.

Assim, o reforço desejável das obrigações de comunicação de informação por parte de todos os agentes e, em particular pelos TSO quanto à definição dos valores de capacidade de interligação comercialmente disponíveis, deve estar alinhado com as disposições constantes do REMIT, podendo, a esse propósito, referir-se a experiência portuguesa, que, desde 2008 com a normativa relativa à comunicação de factos relevantes, estabelece ao TSO a obrigação de informação pública sobre factos suscetíveis de influenciar

⁴⁰ Financial Transmission Rights, que confere ao seu detentor o direito a ser-lhe liquidado um valor correspondente ao do diferencial de preços entre os dois sistemas, independentemente de existir, ou não, o correspondente trânsito de energia na interligação, servindo as rendas de congestionamento, originadas pelo processo de separação de mercados (e entregues aos operadores de sistema) como colateral do risco assumido perante o mercado.

de forma relevante o funcionamento do mercado de eletricidade ou a formação dos preços, e que está na sua maioria concordante com o REMIT.

Linha de ação: *promover o estabelecimento de mecanismos de alocação a prazo de capacidade na interligação Portugal-Espanha, coordenados e concordantes com o target model europeu, bem como o reforço das obrigações de transparência por parte dos TSO na definição dos valores de capacidade disponibilizados no curto e muito curto prazos;*

TEMA PRIORITÁRIO.

REGIME RETRIBUTIVO DA PRE

No âmbito das questões retributivas, a consulta pública realizada, a experiência dos reguladores ibéricos e os diversos estudos realizados, permitem evidenciar que um regime remuneratório assente em tarifas *feed-in*, seja através de um valor fixo ou por indexação a preço de mercado, contribuiu decisivamente para um crescimento assinalável da capacidade instalada em PRE. Em todo o caso, é amplamente reconhecida a complexidade de alguns dos mecanismos remuneratórios em vigor, podendo introduzir-se mecanismos concorrenciais para as tecnologias mais maduras.

Acresce que a discussão sobre a sustentabilidade dos regimes retributivos da PRE vem ganhando relevância, tanto por via dos impactes tarifários correspondentes, como por via da trajetória de cumprimento dos objetivos europeus em sede de política de combate às alterações climáticas (largamente cumprida nos dois países).

As respostas à consulta pública realizada, tendo referenciado a questão dos contratos já existentes, não deixaram de evidenciar o interesse em simplificar o sistema, pelo que podem e devem perspetivar-se os caminhos de simplificação que permitam adequar os modelos retributivos ao contexto efetivo do mercado ibérico.

A simplificação das regras de classificação e de estabelecimento das condições de remuneração da PRE, além de serem o ponto que recolhe o maior consenso dos agentes de mercado, apresentam o benefício regulatório de tornarem também mais clara a resposta dos agentes aos incentivos introduzidos e mais previsíveis os impactes tarifários daí decorrentes. Esta via de simplificação é possível sem prejuízo de uma adequada sinalização económica ao investimento e de uma ponderação equilibrada dos méritos económicos e sociais da produção em regime especial.

Linha de ação: *permitir a introdução de mecanismos concorrenciais para as tecnologias mais maduras, bem como a adoção de um quadro remunerativo simplificado, quanto a classes de remuneração e regras de construção da própria remuneração harmonizadas entre Portugal e Espanha;*

TEMA PRIORITÁRIO.

FISIONOMIA DO MERCADO DE CONTRATAÇÃO Á VISTA

O aumento significativo da contribuição relativa da oferta de renováveis para a satisfação do consumo, fundamentalmente ao longo da última década, veio correspondentemente aumentar o volume de produção de energia elétrica de carácter intermitente. Este novo cenário acarreta necessidades adicionais de ferramentas de gestão dessa intermitência próximas ao tempo real, de forma a reduzir erros e respetivos custos potenciais com os serviços de sistema a repercutir pela procura. Desejavelmente, estas possibilidades devem estar baseadas em mecanismos de mercado, de modo a que se obtenham as melhores condições de transparência e de eficiência económica.

Na maior parte dos países europeus em que existe mercado para a resolução de desajustes entre a procura e os programas de mercado na contratação à vista este tem a fisionomia de um mercado a contínuo, ao passo que no contexto do MIBEL a solução privilegiou a existência de sessões de leilão de horizonte intradiário. De todo o modo, deve ter-se presente o nível de liquidez e o volume existente no mercado intradiário do MIBEL, que é significativamente superior ao que existe noutros mercados europeus assimilados, bem como o fato de que a existência de sessões de leilão propicia uma maior transparência e são mais facilmente objeto de monitorização e supervisão que um mercado a contínuo.

Neste contexto, os desenvolvimentos regulatórios para promover uma maior adequação da integração da PRE em mercado devem privilegiar uma maior aproximação dos mecanismos de contratação de ajustes ao tempo real de entrega, sem prejuízo da transparência, liquidez e compatibilização com o desenvolvimento do mercado interno da energia.

Linha de ação: *promover o desdobramento do número de sessões de mercado intradiário e aproximação do referencial de fecho destes ao tempo real e inclusão de sessões de negociação a contínuo, compatíveis com os restantes mercados europeus, de modo a garantir uma eficiente utilização das oportunidades de negociação e ajuste de programa no quadro mais alargado do mercado interno da energia;*

TEMA NÃO PRIORITÁRIO.

5.2 QUESTÕES RELACIONADAS COM A OPERAÇÃO E SEGURANÇA DO SISTEMA E OUTROS ASPETOS DE NATUREZA COMERCIAL

PRIORIDADE E CONDIÇÕES DE DESLASTRE DE PRE

As instalações de produção em regime especial, comparativamente aos centros electroprodutores em regime ordinário, beneficiam de prioridade no despacho da energia por si produzida. Esta circunstância é absoluta no caso de Portugal e tem como única condicionante em Espanha a circunstância de existir risco de segurança na operação do sistema eléctrico, nomeadamente quanto a continuidade de fornecimento.

Todavia, nos atuais limiares de produção em regime especial, a circunstância da produção em regime especial (individualmente ou em acréscimo a outra produção renovável e não despachável) com prioridade de despacho ser superior às necessidades de consumo ocorre com cada vez maior probabilidade, em especial nas horas de vazio e quando os sistemas português e espanhol observam iguais condições de disponibilidade de produção renovável (o que inviabiliza a possibilidade de um sistema poder acomodar o excesso de produção renovável do outro).

Neste contexto e em face da simetria de condicionantes, importa considerar mecanismos de deslastre de produção renovável, que assegurem condições harmonizadas de operação pelos gestores de sistema de Portugal e Espanha e com condições de compensação que sejam também elas harmonizadas e que não distorçam o funcionamento do mercado. O Conselho de Reguladores considera, pois, desejável avançar na harmonização gradual dos procedimentos de deslastre de produção em regime especial, através da harmonização das condições para a sua efetivação, de preferência através de mecanismos de mercado, que evitem tratamentos assimétricos e que não afetem o funcionamento do MIBEL.

No que respeita às condições de acesso e ligação às redes de transporte e distribuição, não existe no quadro legal e regulamentar dos dois países qualquer mecanismo de reserva de capacidade de ligação às redes. Num contexto como o atual, devido em parte ao forte aumento da capacidade instalada com origem renovável que se observou nos últimos anos, esta abordagem permite a ocorrência de situações de sobreinstalação de capacidade em troços específicos das redes, o que, por sua vez, pode originar congestionamentos internos recorrentes no sistema.

Linha de ação: *introduzir um referencial legal que permita que a PRE seja deslastrável nas mesmas condições de operação de sistema em Portugal e Espanha; Os mecanismos de deslastre devem preferencialmente basear-se em mecanismos de mercado, cuja compensação aos agentes deve assegurar que não se produzem distorções no funcionamento do MIBEL enquanto mercado integrado; Permitir condições de reserva de capacidade de ligação às redes nas circunstâncias em que haja probabilidade de se virem a verificar congestionamentos internos no mesmo nó do sistema por ocorrência de sobre-investimentos em capacidade intermitente.*

TEMA PRIORITÁRIO.

CRITÉRIOS TÉCNICOS DE OPERAÇÃO DAS REDES NO MIBEL

Algumas das tecnologias PRE, incluindo a eólica e a fotovoltaica, que são empregues em larga escala na Ibéria, são particularmente sensíveis às flutuações na tensão e da energia reativa. Em Espanha e Portugal estão implementados procedimentos de resposta às cavas de tensão e de reativa, no qual existe a obrigatoriedade de cumprimento por parte dos agentes que estão limitados a uma potência mínima instalada legalmente estabelecida, de forma a garantir estabilidade no funcionamento do sistema elétrico.

No âmbito europeu e dando cumprimento ao que decorre do Terceiro Pacote legislativo do mercado interno na eletricidade, está atualmente em curso a preparação pela ENTSO-E do Código de Redes, cujo

carácter de regulamento europeu impõe uma aplicação direta ao espaço europeu, em que se abordam os requisitos mínimos da resposta técnica a problemas de cavas de tensão. Estes requisitos mínimos destinam-se às instalações de produção, em que se incluem todas as PRE. A harmonização destas condições operativas constitui um aspeto importante do desenvolvimento de um mercado interno da eletricidade harmonizado e concorrencial.

Devido à maturidade da integração da PRE nos sistemas electroprodutores português e espanhol, ambos os países já avançaram no estabelecimento de regulamentação nacional específica para assegurar condições de continuidade de fornecimento na presença de cavas de tensão e controlo de energia reativa por parte das instalações de PRE. Estes desenvolvimentos não conflituam com a posterior harmonização à escala europeia, havendo, todavia, algumas diferenças nas regulamentações nacionais vigentes, que importa harmonizar no contexto da construção de um mercado integrado.

Assim, é do interesse para o mercado uma harmonização dos procedimentos operativos dentro do espaço MIBEL antes de esperar por uma harmonização europeia, podendo o modelo ibérico servir como uma referência para um enquadramento que se venha a definir.

Linha de ação: harmonizar no espaço ibérico o tratamento regulatório dos requisitos técnicos de resposta a cavas de tensão e controlo de energia reativa, de forma coordenada com os trabalhos em curso a nível europeu neste domínio;

TEMA PRIORITÁRIO.

AGREGAÇÃO E REPRESENTAÇÃO DA PRE

A função de representação e agregação da PRE assegura um plano de representação comercial e técnico para as instalações de produção em regime especial, quer ao nível da participação em mercados organizados de contratação de energia, quer ainda na relação direta com o operador de sistema. Embora esta seja a circunstância na atual formatação explícita da legislação e regulamentação espanhola e implícita no caso português, existe vantagem em considerar-se que esta atividade (de representação e agregação) possa ser desempenhada por um comercializador “tradicional”, cuja principal orientação é o fornecimento de eletricidade a clientes finais. Ainda que desempenhando as duas atividades, o comercializador deverá manter e salvaguardar a especificidade daquelas funções, permitindo identificar os respetivos custos específicos de operação.

A possibilidade de que a atividade de agregação e representação possa ser desempenhada por um comercializador pode justificar-se não apenas com as sinergias operativas – utilização de recursos técnicos, agregação de garantias de participação em mercado, cálculo dos desvios, etc. – mas também porque se possibilitaria a associação da comercialização e agregação de último recurso.

Atendendo à atual similitude dos modelos português e espanhol de explicitação da PRE em referenciais de mercado, à proposta equivalência na responsabilidade pelos custos com desvios de programação e ao proposto também a respeito das condições de deslastre deste tipo de produção, é oportuno considerar nos desenvolvimentos próximos do MIBEL o estabelecimento de condições de representação

e agregação da PRE também elas equivalentes entre os dois sistemas, que, no caso português, passa por abrir o conceito de agregação e representação a outras entidades que não apenas o agregador implícito (o CUR, enquanto comprador mandatário de toda a PRE). É desejável, para assegurar um controlo mais efetivo dos riscos financeiros no sistema, privilegiar um modelo de representação em que o agente representante assume as responsabilidades financeiras dessa representação por conta do representado.

Por outro lado, o Conselho de Reguladores considera igualmente conveniente preservar o conceito de representação de último recurso, circunscrevendo-o àquelas instalações que, pela sua reduzida dimensão, têm maiores dificuldades em aceder a serviços profissionais de representação e agregação, assim se evitando situações de privação do acesso àquele serviço. Todavia, sublinha-se que este deve ser um conceito circunscrito e não generalizável para a toda a PRE.

Linha de ação: *introduzir um referencial legal harmonizado entre Portugal e Espanha que permita a existência de representação e agregação de PRE, atividade esta que poderá ser desenvolvida pelos comercializadores, definindo-se de forma diferenciada as funções respetivas e privilegiando os agentes que assumam as responsabilidades financeiras em nome do seu representado face a uma mera situação de intermediação;*

Salvaguardar legalmente a existência da figura do representante de último recurso, limitando o acesso a esta a instalações de produção em regime especial com potência instalada inferior ou igual a 100 kW.

TEMA NÃO PRIORITÁRIO.

GARANTIA DE ORIGEM E ROTULAGEM

O estabelecimento da obrigatoriedade de todos os comercializadores de energia elétrica incluírem informação nas faturas sobre a origem da energia elétrica adquirida e vendida aos seus clientes e os respetivos impactes ambientais associados ao fornecimento da sua energia elétrica levou a que fossem tomadas medidas no âmbito da implementação de mecanismos de rotulagem de energia elétrica em Portugal e Espanha.

A rotulagem de energia elétrica pretende informar o consumidor sobre o produto que está a consumir, tornando o consumo mais consciente, designadamente sobre os recursos energéticos primários utilizados na produção de energia elétrica e os impactes ambientais associados ao fornecimento. Com isto, é possível envolver o consumidor numa escolha de consumo consciente e permite-se a diferenciação entre comercializadores, fomentando assim a concorrência no mercado retalhista.

Em Espanha a CNE é o organismo competente no quadro do sistema de emissão, transferência e resgate de garantias de origem. Em Portugal, semelhante competência não está atribuída à ERSE, o que evidencia condições de assimetria entre os dois sistemas.

A harmonização ibérica e a integração dos sistemas de garantia de origem e de rotulagem de eletricidade traria vantagens, ao alargar o mercado relativamente a oportunidades de comercialização das garantias de origem no âmbito do fornecimento de energia a consumidores finais.

Apesar de não ser considerada uma prioridade imediata, é do interesse para o aprofundamento do mercado retalhista ibérico a existência de uma harmonização conjunta, tendo presente que, no MIBEL, o fornecimento a clientes finais se efetua a partir de um mesmo mercado de aprovisionamento e que os comercializadores e consumidores que aí se abastecem recebam informação análoga à origem da eletricidade que partilham.

Linha de ação: harmonizar a nível ibérico os sistemas de garantia de origem e de rotulagem de eletricidade proveniente de fontes renováveis e de cogeração, para que todos os consumidores no MIBEL possam receber informação equivalente para a formulação das suas escolhas de consumo;
TEMA NÃO PRIORITÁRIO.