Resposta da APREN à consulta pública

Proposta de Revisão dos Regulamentos de Acesso às Redes e Interligações, Operação das Redes, Relações Comerciais e Tarifário, do Setor Elétrico

A APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis é uma Associação sem fins lucrativos, constituída em Outubro de 1988, com a missão de coordenar, representar e defender os interesses comuns dos seus Associados. São Associados da APREN empresas detentoras de licenças de exploração de centrais de produção de eletricidade em regime especial a partir de fontes de energia renováveis (PRE-FER). No final de 2013, a APREN representava já 86% da potência instalada de PRE-FER em Portugal.

Desde a sua constituição, esta Associação tem vindo a desenvolver trabalho em conjunto com vários organismos oficiais e outras entidades congéneres, a nível nacional e internacional, visando constituir um instrumento de participação na elaboração das políticas energéticas para Portugal de acordo com as orientações emanadas de Bruxelas, promovendo o aproveitamento e valorização dos recursos renováveis nacionais para produção de eletricidade.

Apresentamos de seguida os comentários desta Associação, esperando que possam ser tidas em consideração.

Estamos ao dispor para qualquer esclarecimento e para o envio de elementos adicionais que auxiliem os trabalhos de revisão dos regulamentos agora em apreciação.

APREN, 08 de Agosto de 2014

Anexos: Versão integral do estudo da Roland Berger "Avaliação dos custos e benefícios da eletricidade de origem renovável"

Contactos

APREN – Departamento Técnico

213 151 621

ÍNDICE

1. Harmonização da definição de produtor em regime especial 3

2. Inclusão da referência ao novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência a partir de recursos renováveis, incluindo autoconsumo 4

3. Possibilidade da participação dos produtores em regime especial no mercado de serviços de sistema 4

4. Proposta de utilizar o índice de eolicidade da APREN 5

5. Clarificação das responsabilidades da produção em regime especial sem tarifa fixada administrativamente que não a Grande Hídrica 6

6. Interruptibilidade da produção em regime especial 6

7. Construção, encargos e pagamento das ligações 7

8. Normas-padrão relativas à assunção e partilha de custos em matéria de ligações à rede 8

9. Referência à produção renovável como "variável" e não "intermitente" 8

10. Limitação à introdução de novas tecnologias de produção renovável nas Regiões Autónomas 9

11. Sugestões de política tarifária 9

11.1. Alteração da expressão "sobrecusto" 10

11.2. Revisão da metodologia de cálculo do diferencial de custo da PRE Renovável 10

11.3. Separação e autonomização do diferencial de custos da PRE renovável e não renovável 11

11.4. Visão dos proveitos permitidos unitários 11

11.5. Visão dos proveitos permitidos numa lógica de custo da energia 11

11.6. Visão do défice tarifário por fonte energética 12

1. Harmonização da definição de produtor em regime especial

Verifica-se não existir uma harmonização da definição da figura de produtor em regime especial nos quatro regulamentos em revisão. Abaixo transcreve-se a definição que consta em cada um deles.

De referir que nem o Decreto-Lei n.º 215-A/2012 nem o Decreto-Lei n.º 215-B/2012 apresentam uma definição clara do novo entendimento do que é o produtor em regime especial, enumerando apenas as alterações ao regime remuneratório e de licenciamento.

Por esta razão, é ainda mais importante que exista clareza dentro do sector de qual a definição de produtor em regime especial a vigorar de agora em diante.

É também necessário clarificar, se for esse o caso, que a "produção sem injeção de potência na rede" referida na definição atualizada de Produtor em regime especial diz respeito ao autoconsumo.

REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO (RT)

"Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia elétrica sujeita a regime jurídico específico, designadamente a partir de cogeração, e a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, miniprodução, microprodução ou outra produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a legislação específica." (artigo 3º)

REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS DO SETOR ELÉTRICO (RRC)

"Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia elétrica sujeita a regime jurídico específico, designadamente a partir de cogeração e a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, miniprodução, microprodução ou outra produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a legislação específica." (artigo 3º)

"São produtores em regime especial as entidades titulares de licença de produção de energia elétrica, atribuída ao abrigo de regimes jurídicos específicos, nos termos referidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com a última redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, assim como os produtores que utilizem recursos endógenos, renováveis e não renováveis, ainda que a respetiva licença não tenha sido obtida através de qualquer regime jurídico especial." (artigo 19º)

REGULAMENTO DE OPERAÇÃO DAS REDES DO SETOR ELÉTRICO (ROR)

"Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica." (artigo 3º)

REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO (RARI)

"Produtor em regime especial – entidade titular de licença de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, miniprodução, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica." (artigo 3º)

2. Inclusão da referência ao novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência a partir de recursos renováveis, incluindo autoconsumo

À semelhança do parecer do Conselho Consultivo da ERSE – Secção eletricidade[1] sobre os regulamentos em apreciação, esta Associação vem reforçar a necessidade de incluir no articulado dos vários regulamentos em consulta a referência ao novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência a partir de recursos renováveis, que inclui o regime de autoconsumo, atualmente omisso.

Apesar de a legislação que regula este tipo de produção ainda não ter sido publicada, é também verdade que foi lançada uma audição facultativa às Associações do sector, entre as quais a APREN, no dia 25 de Junho, ou seja, anterior ao lançamento da presente consulta pública. Assim sendo, a omissão por completo a este novo regime não faz sentido pois aquando a entrada em vigor dos regulamentos agora em consulta é expectável que o regime para instalações de pequena potência já tenha sido publicado ou esteja prestes a ser publicado, criando uma situação de vazio legal que se desaconselha e que se deve evitar.

A APREN tem consciência das dificuldades processuais levantados pelo facto de os regulamentos estão em consulta pública e portanto de acesso a qualquer pessoa ou entidade, enquanto a audição facultativa apenas deu acesso ao articulado do novo regime a algumas entidades, e que o prazo final da audição facultativa terminou após o lançamento da consulta pública, impossibilitando a incorporação dos seus resultados. No entanto, esta articulação cabe às entidades que regulam e tutelam o sector elétrico.

De facto verifica-se que o novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência a partir de recursos renováveis terá implicações importantes nos regulamentos, pelo que deveria ser desde já incluída.

Salientamos a necessidade de clarificar as regras de acesso às redes das instalações de autoconsumo assim como do pagamento de compensações que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de Autoconsumo.

Na audição facultativa a APREN já teve oportunidade de se manifestar contra o pagamento da compensação, entre outros comentários. Esta afigura-se como um fator de desvantagem das Unidades de Produção para Auto Consumo (UPAC) face às Unidades de Pequena Produção (UPP), que aparentemente não suportam qualquer custo de compensação do sistema, acrescendo que as UPAC são remuneradas a valores mais baixos do que as UPP.

3. Possibilidade da participação dos produtores em regime especial no mercado de serviços de sistema

De acordo com o ROR os serviços de sistema consistem em "meios e contratos necessários para o acesso e a exploração em condições de segurança e qualidade de um sistema elétrico, mas

[1] Do qual a APREN faz parte

excluindo aqueles que são tecnicamente reservados aos operadores da rede de transporte, no exercício das suas funções".

O mesmo regulamente refere que existem "serviços de sistema obrigatórios, como a regulação de tensão, a regulação primária de frequência e a manutenção da estabilidade" que não são passíveis de qualquer remuneração, e "serviços de sistema complementares, como a reserva secundária, reserva de regulação, compensação síncrona, compensação estática, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e telearranque" que já são passíveis de remuneração. Estão previstos mecanismos de contratação da reserva do sistema e mecanismos de contratação de outros serviços de sistema.

Deduz-se do articulado que os agentes passíveis de fornecer serviço de reserva secundária são "todos os grupos geradores dos produtores em mercado que se encontrem disponíveis e equipados para o fornecimento desse serviço" e que os agentes passíveis de fornecer outros serviços de sistema são os "produtores em regime ordinário estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento desses serviços" e "o operador da rede de distribuição em MT e AT e os agentes de mercado detentores de instalações ligadas diretamente à RNT".

Por outro lado, verifica-se que, à medida que aumenta a penetração de eletricidade de origem renovável no sistema elétrico, é necessária uma mudança na estratégia de contratação de serviços de sistema. A evolução tecnológica permitirá que a eletricidade renovável, não só de tecnologias despacháveis mas também as de produção variável como a eólica e a solar fotovoltaica, também possam fornecer serviços de sistema. Este tema tem sido fruto de um estudo detalhado no âmbito do projeto europeu ReServices.

Tendo em conta as evoluções previstas, a revisão dos regulamentos do sector elétrico deveriam desde já prever a eventual possibilidade da participação dos produtores em regime especial no mercado de serviços de sistema, incluindo a participação de vários produtores de forma agregada.

Verifica-se que neste momento, de acordo com o articulado, os agentes que não estejam em mercado não poderão fornecer serviços de reserva secundária e que os produtores em regime especial que não estejam ligados diretamente à Rede Nacional de Transporte não poderão fornecer outros serviços de sistema.

Para que o regulamento não seja discriminatório em relação à produção em regime especial que não esteja em mercado ou ligada à rede de transporte, deveria prever a possibilidade de todos os agentes de mercado poderem eventualmente participar no mercado de serviços de sistema, desde que assegurem condições técnicas para tal.

4. Proposta de utilizar o índice de eolicidade da APREN

No artigo 39º do ROR, relativo às condições de monitorização da verificação da garantia e segurança da operação no curto e médios prazos é referido que a elaboração de previsões de utilização dos equipamentos de produção em regime especial será realizada através de estudos de simulação, tendo em conta diversos cenários de hidraulicidade e eolicidade.

A APREN publica trimestralmente desde 2009, em parceria com a Megajoule, o seu próprio índice de eolicidade, baseado na produção real de parques eólicos, a qual é devidamente corrigida e adimensionalisada de forma a dissipar o efeito das indisponibilidades operacionais.

Por forma a garantir sistemas de previsão mais robustos a APREN sugere a utilização do seu índice de eolicidade que se afigura mais fidedigno que o utilizado atualmente, não só para este fim mas para todas as outras tarefas de gestão do sistema em que o índice de eolicidade possa ser necessário.

5. Clarificação das responsabilidades da produção em regime especial sem tarifa fixada administrativamente que não a Grande Hídrica

Com a nova definição da produção em regime especial, dada pelo Decreto-Lei nº 215-A/2012, a Grande Hídrica deixa de ser considerada produção em regime ordinário para integrar agora a produção em regime especial. No entanto, nem toda a produção em regime especial sem remuneração por tarifa fixada administrativamente corresponde à Grande Hídrica. Deverá também ser considerada a produção em regime especial por outras tecnologias que entretanto venha a deixar de receber tarifa ou que entretanto entre em funcionamento ao abrigo do regime geral de acordo com Decreto-Lei nº 215-B/2012.

Convém então clarificar quais as responsabilidades desse tipo de produção em regime especial sem tarifa fixada administrativamente que não a Grande Hídrica ($PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$).

De acordo com a atual redação do artigo 40º o RRC, o operador da rede de transporte irá faturar aos produtores $PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$ a entrada na RNT e na RND da produção em regime ordinário. A APREN defende que a $PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$ deveria ficar ao abrigo do artigo 49º e não do artigo 40º.

Além disso, é também importante rever a redação do título do artigo 40º. O título "Faturação do operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário pela entrada na RNT e na RND da produção" não é consistente com o texto pois não diz apenas respeito aos produtores em regime ordinário, além de que termina de uma forma abrupta sem explanar o tipo de produção a que é aplicável.

De igual forma o artigo 41º do mesmo regulamento coloca o ónus do pagamento dos custos de financiamento da tarifa social e do incentivo à garantia de potência também na $PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$. Na opinião da APREN, toda a produção em regime especial anterior à aplicação do Decreto-Lei n.º215-A/2012, deverá continuar a ser excluída da obrigatoriedade destes dois pagamentos, pelo que é necessário excluir do novo articulado a $PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$.

A APREN identificou apenas esta situação de necessidade de distinção das responsabilidades da $PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$. No entanto, recomendamos à ERSE que reveja todos os regulamentos de forma a ser consistente e aplique o princípio de, o que anteriormente era aplicável à produção em regime ordinário, seja agora apenas aplicável à Grande Hídrica dentro do regime especial e não aplicável a toda a produção em regime especial sem tarifa fixada administrativamente.

6. Interruptibilidade da produção em regime especial

Em primeiro lugar importa distinguir os dois tipos de definição de interruptibilidade.

O primeiro corresponde a uma interrupção do fornecimento aos consumidores, e é aquele utilizado no RRC, que define interruptibilidade como o "regime de contratação de energia elétrica que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar

os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e segurança do sistema elétrico".

O segundo corresponde à interruptibilidade no sentido da interrupção ou controlo da injeção de eletricidade na rede pelos produtores. É a este tipo de interruptibilidade que a APREN se refere neste ponto.

Atualmente o regime legislativo não prevê quais as condições de interruptibilidade para a anterior produção em regime especial, hoje produção em regime especial com tarifa fixada administrativamente. Apesar de o Regulamento da Rede de Transporte (pontos 3.6.14 e 3.6.15) e Regulamento da Rede de Distribuição (ponto 4.4.8) referirem que tal poderá ocorrer "Em situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente quando se verifiquem congestionamentos por indisponibilidade de equipamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo", as regras e os procedimentos a adotar nestas situações serão fixadas por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, despacho inexistente à data.

Em Março de 2012, em resultado dos trabalhos de um grupo de trabalho criado pela Secretaria de Estado da Energia e coordenada pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para estudar este tema, onde participaram a REN e a EDP Distribuição e a APREN, foi apresentada à DGEG uma proposta conjunta daquelas três entidades, sobre as regras a aplicar à interruptibilidade da produção em regime especial.

Até à data não obteve esta Associação resposta por parte da DGEG à proposta solicitada pela mesma. **Assim sendo, solicita a APREN que nos presentes regulamentos em consulta pública seja expressamente excluída a interruptibilidade de produção em regime especial, exceto a Grande Hídrica.**

7. Construção, encargos e pagamento das ligações

A nova redação do número 3 do artigo 211º do RRC, agora artigo 216º, define um período de cinco anos para o ressarcimento dos produtores que tiverem suportado os encargos com a construção de um ramal sempre que esse ramal passe a ser utilizado por um novo produtor, período esse após a entrada em exploração do referido ramal.

A APREN discorda do prazo definido neste articulado e propõe como alternativa que o período para ressarcimento deveria ser de vinte anos, que corresponde ao período de amortização do custo do ramal. Caso contrário, conforme a redação atual, o produtor que fez o investimento inicial sairá prejudicado pois a partir do quinto ano e um dia já não será ressarcido pelo custo do ramal caso outro produtor passe a usa-lo, mesmo se ainda o está por amortizar fiscalmente.

O número 4 do mesmo artigo refere ainda que "o custo a suportar pelo novo produtor deve considerar a proporção do comprimento da parte comum do elemento de ligação face ao seu comprimento total". A APREN é da opinião que este custo deverá ter em consideração o montante já amortizado pelo produtor que contruiu o ramal. Ou seja, o novo produtor deverá comparticipar apenas no custo do ramal ainda por amortizar, proporcionalmente à potência instalada e ao comprimento.

Finalmente, e uma vez que os ramais contruídos pelos produtores serão integrados nas redes a que se encontrem ligados logo que estejam operacionais (artigo 176º do novo articulado do RRC), a APREN considera que os produtores deveriam ter os mesmos direitos que os operadores

das redes quando constroem as suas linhas. Em particular, a APREN propõe que seja conferido aos produtores o direito de expropriação dos terrenos para construção dos ramais de ligação, para se evitar a situação atual em que os produtores ficam à mercê dos detentores dos terrenos, obrigando o pagamento de valores desproporcionais ou à utilização de um caminho alternativo menos direto, e como maiores custos, para evitar determinados terrenos.

8. Normas-padrão relativas à assunção e partilha de custos em matéria de ligações à rede

A proposta de revisão regulamentar do RRC prevê também a aplicação de normas-padrão, relativas à assunção e partilha de custos em matérias de ligações às redes das instalações produtores em regime ordinário e em regime especial.

Verifica-se que os encargos de ligação à rede a suportar pelos produtores já estão definidos nas alíneas a) e b) do artigo 16º e nº 1 do artigo 33º-X do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação do Decreto-Lei n.º215-B/2012.

Tendo em conta a possibilidade de diferentes hipóteses de aplicabilidade, e as implicações que a assunção de normas-padrão terá para os produtores em regime especial, a APREN recomenda que as normas-padrão a serem propostas pelos operadores de rede deverão ser objeto de consulta pública prévia aos promotores em regime especial.

9. Referência à produção renovável como "variável" e não "intermitente"

Apesar de não vir referido em nenhum dos regulamentos em consulta pública, o documento justificativo da revisão do RT faz referência à "produção de origem renovável, com um carácter intermitente, não controlável".

De facto, todas as formas de produção de eletricidade são intermitentes, pois não é possível garantir um fornecimento constante e estável de eletricidade durante todas as horas do ano, quer devido a paragens previstas para manutenção e reparação, quer devido a outras paragens fruto de imprevistos. Além do mais apesar dos recursos renováveis não serem controláveis, estes são previsíveis (os sistemas de previsão são cada vez mais precisos) e as unidades de produção de eletricidade que utilizam estes recursos são também controláveis (com equipamentos técnicos cada vez mais avançados que permitem automática ou remotamente adaptar a produção à quantidade de recurso, "seguir" o recurso, controlar a qualidade da eletricidade injetada e fazer face às alterações na rede).

Por estas razões, a APREN recomenda que, a bem da exatidão, a ERSE passe a utilizar a expressão "variável" e não "intermitente" em relação à produção de origem renovável.

10. Limitação à introdução de novas tecnologias de produção renovável nas Regiões Autónomas

O ponto 3.4.1.1 do documento justificativo da revisão do regulamento tarifário aborda a questão da "Revisão da forma de aceitação dos custos permitidos com a aquisição de energia elétrica nas regiões autónomas". Neste ponto a ERSE argumenta que, devido ao grande aumento da penetração de eletricidade de origem renovável nas Regiões Autónomas (RA), a par das perspetivas de instalação de centros electroprodutores renováveis adicionais, verificam-se algumas disparidades nos custos de aquisição da energia produzida a partir de fontes renováveis, entre as duas RA e entre estas e o Continente. Por essa razão, a ERSE defende que se deverá instituir o "princípio da não-aceitação de determinados custos de aquisição de energias renováveis, para efeitos de convergência tarifária, quando a introdução de nova tecnologia implique agravamento do custo de produção face ao *mix* de custos anterior".

A APREN receia que esta disposição, patente nos artigos 93º e 100º da Proposta de Revisão do RT, possa introduzir uma limitação à introdução de novas tecnologias de produção renovável nas RA.

A aplicação do princípio enunciado irá excluir a introdução de projetos de tecnologias de energias renováveis que necessitem de uma fase de demonstração para consolidação da tecnologia e redução dos custos, como por exemplo a eólica *offshore* flutuante ou da energia das ondas, ambas aproveitando recursos abundantes nas RA. Corresponde a uma lógica de apenas apoiar as tecnologias ditas mais eficientes ou competitivas, que porá em causa o desenvolvimento de tecnologias que possam não o ser agora, mas que poderão no futuro ser essenciais no *mix* elétrico.

Mais ainda verifica-se que, de acordo com os gráficos apresentados na Figura 3-12 do documento justificativo do RT, em 2014 os custos de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis é inferior nas RA que no Continente para a grande maioria das tecnologias. Isto permite deduzir que muito provavelmente o mesmo aconteceria com estas tecnologias ditas emergentes, pelo que a não-aceitação da sua implementação nas RA irá bloquear um importante potencial.

A APREN recomenda assim que não se aplique o "princípio da não-aceitação de determinados custos de aquisição de energias renováveis, para efeitos de convergência tarifária, quando a introdução de nova tecnologia implique agravamento do custo de produção face ao *mix* de custos anterior". Esta recomendação é tão mais relevante quanto o facto, assumido pela própria ERSE, que não tem competências para interferir em aspetos de política energética das RA.

11. Sugestões de política tarifária

A APREN aproveita a ocasião da consulta pública de revisão dos regulamentos do sector elétrico para propor a implementação das sugestões de política tarifária elencadas no estudo elaborado pela Roland Berger "Avaliação dos custos e benefícios da eletricidade de origem renovável".

Em anexo envia-se a versão integral deste estudo, que substancia as recomendações referidas de seguida.

Chama-se a atenção que a data da publicação deste estudo é anterior ao Decreto-Lei n.º215-A/2012 e ao Decreto-Lei n.º215-A/2012, pelo que a definição de Produção em Regime Especial (PRE) ainda não está atualizada e não integra a Grande Hídrica.

Deverá então ter-se em consideração que as recomendações seguintes utilizam ainda a definição de PRE anterior, devendo ser adaptadas à nova realidade quando adotadas, tendo em atenção o comentário realçado no ponto 5 do presente documento.

A APREN disponibiliza-se para discutir e trabalhar em conjunto com a ERSE para adaptação e adoção das presentes recomendações.

11.1. Alteração da expressão "sobrecusto"

A expressão "sobrecusto", além de ter uma conotação negativa, pode mesmo estar incorrecta, pois diz respeito a um diferencial que tanto pode ser negativo como positivo. Ora, a manutenção da expressão "sobrecusto" relativamente à produção a partir de fontes de energias renováveis, dá a entender que este tipo de produção trará sempre custos adicionais ao consumidor, o que não é necessariamente sempre verdade.

Para garantir a isenção em relação a todas as fontes de energia, a APREN sugere a eliminação da expressão "sobrecusto" e substituição por uma expressão alternativa.

Verifica-se que o RT já utiliza maioritariamente a expressão "diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial" pelo que essa parece ser a alternativa mais óbvia.

No entanto, o *benchmarking* realizado pela Roland Berger permitiu identificar que o regulador Italiano utiliza a expressão "custo a recuperar na tarifa", que também é uma hipótese possível.

Qualquer que seja a alternativa escolhida pela ERSE esta deverá ser aplicada de forma consistente em todos os documentos que regulam o sector, assim como em todos os documentos relacionados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços.

11.2. Revisão da metodologia de cálculo do diferencial de custo da PRE Renovável

A APREN é da opinião que a estrutura tarifária atual apresenta uma visão distorcida do "custo de energia" ao não refletir nessa parcela a totalidade dos custos de produção de eletricidade das tecnologias em regime de mercado, nomeadamente os Custos de Aquisição de Energia (CAE) e Custos de manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), que são incluídos nos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

Como consequência, o diferencial de custo da PRE renovável encontra-se sobrestimado, uma vez que é calculado como um diferencial face ao preço de mercado grossista, que não reflete todos os custos.

Desta forma, a APREN sugere que os custos da PRE renovável passem a ser comparados com os custos unitários de geração ajustado da Produção em Regime Ordinário (PRO) para cálculo do diferencial de custo da PRE Renovável.

Isto implica que os custos com CAE e CMEC deveriam voltar a ser imputados ao "custo de energia" e não aos CIEG, tal como acontecia antes de 2008, para garantir um custo da PRO mais realista.

De acordo com a Roland Berger, esta alteração implicaria uma redução de 122 M€ de custos para os consumidores domésticos, comércio e serviços, graças a dois fatores. Em primeiro lugar, o diferencial de custo da PRE Renovável diminuiria devido ao aumento do custo da energia, apesar se continuar a ser imputado em função do número de clientes para cada nível de tensão. Em segundo lugar, parte do antigo diferencial da PRE Renovável seria integrado no custo da energia, passando a ser imputado em função do consumo e não do número de clientes por nível de tensão.

11.3. Separação e autonomização do diferencial de custos da PRE renovável e não renovável

Atualmente, o diferencial de custo da PRE não aparece separado entre a PRE renovável e PRE não renovável (cogeração). A APREN sugere que, além de fazer essa separação, a ERSE autonomize ambos os diferenciais dos CIEGs, tal como já é feito pelo regulador alemão.

Desta forma, a APREN pretende promover uma clarificação do contributo das renováveis para o diferencial da PRE e do conteúdo dos CIEG.

11.4. Visão dos proveitos permitidos unitários

Atualmente, os proveitos permitidos estão apresentados em milhões de euros. A sugestão desta Associação vai no sentido da apresentação dos proveitos permitidos em valores unitários (€/MWh) e com o peso das rubricas, assim como uma apresentação dos proveitos permitidos aplicados a uma fatura média do consumidor (€/mês).

Esta sugestão justifica-se pelo facto de se verificar uma maior sensibilidade e facilidade de compreensão por parte dos consumidores a valores unitários. Além do mais, esta forma de apresentação é já uma realidade em Espanha e na Alemanha.

11.5. Visão dos proveitos permitidos numa lógica de custo da energia

A APREN sugere que seja feita uma agregação dos proveitos permitidos relacionados com as fases da cadeia de valor da eletricidade: geração, transporte, distribuição e comercialização, tal como já é feito pelo regulador alemão. Desta forma será possível ter uma visão única sobre o custo da energia, à semelhança do que acontece com outras *utilities* e bens e serviços.

11.6. Visão do défice tarifário por fonte energética

Verifica-se que o défice tarifário não está desagregado por fonte energética e que não existe uma indicação do contributo das energias renováveis para o mesmo. Por essa razão, é o entender da APREN que o défice tarifário deveria ser apresentado referindo o contributo de cada fonte energética, permitindo identificar o contributo das renováveis.

Desta forma será garantida uma maior visibilidade das causas do défice tarifário e clarificado o impacto das energias renováveis no défice.

De qualquer das formas deveria também ser clarificado que a razão do aumento do contributo do diferencial da PRE para o défice não está relacionado com o aumento desproporcional desses custos em relação aos restantes, apenas de uma decisão do regulador de não os repercutir nas tarifas.