

## **COMENTÁRIOS DA ENDESA À CONSULTA PÚBLICA 127**

### **ALTERAÇÃO DO MPGGS PARA IMPLEMENTAÇÃO DOS PRODUTOS STANDARD DO AFRR E DE FERRAMENTAS DA GESTÃO DO SISTEMA PREVISTAS NO ROR**

Fevereiro de 2025

No âmbito da consulta pública lançada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) relativa à proposta de alteração do MPGGS para implementação dos produtos standard de aFRR e de ferramentas da gestão do sistema previstas no ROR, vem desta forma a Endesa apresentar um conjunto de comentários, contidos neste documento, na expectativa de poder contribuir positivamente para esta discussão e para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico em Portugal.

#### **A. COMENTÁRIOS GERAIS**

##### **A.1. LIMITAÇÃO DO PREÇO DE BANDA DE AFRR POR APLICAÇÃO DO DESPACHO N.º 4694/2014**

Atualmente a valorização do serviço de banda de aFRR está sujeita à aplicação de um mecanismo de limitação definido pelo Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia.

Tendo as condições atuais do mercado de banda de regulação secundária evoluído desde o momento da implementação dessa limitação, e tendo em consideração todos os impactos, bem como as distorções que esta limitação causa, a Endesa considera que a ERSE deve promover as diligências necessárias junto da Secretaria de Estado da Energia de modo a eliminar-se esta limitação do mercado português.

## A.2. INTRODUÇÃO DO PRODUTO STANDARD DE CAPACIDADE DIÁRIA DE MFRR

O produto de Banda de mFRR em vigor é um produto específico, tendo sido introduzido para complementar a reserva operacional do SEN, por razões de segurança de abastecimento. Uma das características que se salientam do produto específico de Banda de mFRR é a contratação ser feita através de leilões de horizonte anual, trimestral e mensal.

Com a proposta de introdução do produto de banda de mFRR para o dia seguinte, e sendo que os dois produtos partilham do mesmo objetivo, a Endesa considera que deve ser eliminado o produto específico de Banda de mFRR em detrimento do produto normalizado, agora em discussão.

## A.3. PROCEDIMENTO 17 - PRODUTO ESPECÍFICO TRANSITÓRIO DE RESERVA RÁPIDA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO MANUAL

Tendo em conta a natureza específica do produto transitório, e face ao desenvolvimento do producto standard de mFRR, consideramos que existem mecanismo e instrumentos suficientes para cobrir qualquer tipo de necessidade para o Sistema, nesse sentido, consideramos que este não existe necessidade deste produto transitório

## B. COMENTÁRIOS ESPECIFICOS

### B.1. PROCEDIMENTO 3 - UNIDADES FÍSICAS

*51 - A habilitação de uma Unidade Física ou grupo de Unidades Físicas para a prestação de um serviço deve ser reavaliada nos termos do Regulamento SO e do ROR, nomeadamente:*

- a) Pelo menos de 5 em 5 anos;*

Consideramos que a reavaliação deva ocorrer apenas para as Unidades Físicas que não tenham prestado serviços de forma consistente e correta ao longo deste período.

*b) Se os requisitos técnicos ou de disponibilidade ou o equipamento sofrerem alterações;*

Entendemos que se aplica apenas a alterações “relevantes”.

*54 - Quando um BSP solicita a alteração significativa da constituição de uma Área de Ofertas para prestação de um serviço de sistema devem realizar-se novos ensaios de habilitação, se aplicável.*

A exigência de realização de novos ensaios de habilitação deverá aplicar-se apenas quando entram novas Unidades Físicas e não quando saem da Área de Ofertas.

*60 - O Centro de Controlo de um Agente de Mercado deve assegurar:*

*a) A localização no território nacional;*

Não consideramos que este deva ser um requisito obrigatório. Esta exigência limita muito a concorrência e fará com que apenas um pequeno grupo de agentes consiga prestar este serviço de Centro de Controlo, o que será muito prejudicial para os proprietários das instalações, especialmente as renováveis e de procura, que pretendam participar nos serviços do Sistema. É uma barreira clara à entrada.

Em qualquer caso, entendemos que poderia ser considerado cumprido pelo menos enquanto o Centro de Controlo estiver em território do MIBEL.

*c) No caso de recorrer a uma sala de comando redundante, pelo menos uma das salas de comando deve localizar-se em território nacional, assegurando um tempo de comutação entre as salas que não ultrapasse as três horas.*

No sentido do comentário anterior, entendemos que se cumpridos os requisitos de comunicação estabelecidos, não deveria existir a necessidade de uma sala de comando estar localizada em território nacional, dada a existência de tecnologias que garantem total operação e segurança a partir de qualquer outro território, ou inclusive desde servidores localizados em Cloud.

## B.2. PROCEDIMENTO 4 - ÁREAS DE OFERTAS

*14 - A programação das unidades físicas habilitadas correspondentes a unidades físicas agregadas ou unidades físicas de consumo habilitado, pelo respetivo BSP, pode seguir uma das seguintes modalidades:*

*a) Programação pelo BSP, nos termos da secção anterior e sujeita à verificação de qualidade prevista no Procedimento 26;*

*b) Programação pelo GGS, através de algoritmos, segundo métodos de cálculo objetivos simples, replicáveis e não manipuláveis, observando os requisitos da regulamentação europeia aplicável.*

Sobre este ponto, independentemente da modalidade escolhida, a utilização de uma baseline diferente do programa de mercado para as unidades de consumo habilitadas gera pelo menos duas consequências indesejáveis:

(1) Desvios para o comercializador que não lhe correspondem. Estes desvios serão maiores ou menores dependendo da baseline a partir da qual é calculada a energia efetivamente entregue pelo agregador independente; o custo com estes desvios pode acabar sendo transferido pelo comercializador aos seus clientes através de preços de fornecimento mais elevados. Para além do desvio relacionado com o uso de baselines que não correspondem com o programa de mercado do comercializador, a ativação de unidades físicas de consumo por um agregador gera naturalmente outro tipo de desvio, que é o causado pelo “rebound effect”<sup>1</sup>.

(2) A baseline não se traduz num programa de mercado, pelo que os desvios da procura em relação aos programas estabelecidos pelos comercializadores nos mercados de energia provavelmente aumentem, provocando um aumento do desvio do sistema como um todo.

---

<sup>1</sup> Refere-se ao efeito subsequente causado a um consumidor após a ativação de energia a subir ou a baixar. Por exemplo, a necessidade de aumentar o consumo em um momento posterior após tê-lo reduzido anteriormente.

Além disso, o facto de que o próprio BSP possa enviar um programa a partir do qual se verificará a correta prestação do serviço pelo GGS incorpora um incentivo à arbitragem por parte do agregador:

- Se o serviço que se oferta é uma redução de consumo (energia a subir), o BSP tem um incentivo a enviar um programa superior ao consumo real previsto.
- Se o serviço que se oferta é um aumento de consumo (energia a baixar), o BSP tem um incentivo a enviar um programa inferior ao consumo real previsto.

Com relação à verificação da qualidade dos programas de consumo enviados pelos BSP, conforme o estabelecido na seção 10.5 do Procedimento 26 do MPGGS, no caso de grandes unidades físicas de consumo que participam de forma individual nos serviços de balanço, essa verificação pode ser incentivo suficiente para que essas unidades físicas enviem programas ajustados ao máximo possível ao seu consumo real. Além disso, o próprio processo de verificação da qualidade dos programas é mais simples.

No entanto, no caso de unidades de consumo de menor tamanho pertencentes a diversos BRPs, essa verificação não é trivial e isto poderia impactar de forma negativa no comercializador: por exemplo, quando a programação para o conjunto da carteira do BSP cumpre com um certo nível de qualidade, mas para o subconjunto da carteira pertencente a um BRP em particular, esse nível de qualidade não se cumpre.

Uma possível solução para o problema da baseline, em particular no caso de agregações de unidades de consumo de menor tamanho, é que, sempre que o agregador queira ofertar serviços de balanço, exista uma transferência de energia entre o BSP (agregador) e o comercializador através do GGS: ou seja, o consumo que o agregador queira programar para o conjunto de clientes pertencentes ao mesmo comercializador/BRP seja transferido da carteira do comercializador para a carteira do agregador (com a correspondente transferência da anotação da liquidação). Desta forma, nos momentos de ativação da carteira do BSP, o BSP assume as responsabilidades pelos desvios da sua carteira, deixando ao comercializador neutro.

Consideramos que a implementação de um modelo de agregação no qual seja possível agregar recursos pertencentes a BRPs diferentes deve ser fruto de uma reflexão mais profunda, em particular devem ser analisados os impactos sobre a atividade de comercialização. A atividade de agregação não deve gerar distorções nos mercados retalhistas. Enquanto não for possível a implantação de um modelo onde o comercializador esteja neutro, propomos que a agregação só seja permitida para recursos que pertençam ao mesmo BRP.

### B.3. PROCEDIMENTO 6 - PROGRAMAÇÃO DE EXPLORAÇÃO E RESOLUÇÃO DE DESVIOS

*36 - Caso não seja possível a submissão atempada, quer por atraso ou outro condicionante operativo, da capacidade de interligação à plataforma europeia que é responsável pela gestão do mercado intradiário contínuo após a realização de cada sessão, o GGS pode suspender a possibilidade de efetuar transações internacionais no mercado intradiário contínuo, desenvolvendo os seus melhores esforços para abreviar o tempo em que essa suspensão vigora.*

Entendemos ser relevante que o GGS informe os Agentes desta mesma situação com a maior antecedência possível.

### B.4. PROCEDIMENTO 8 - RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

*36 - O custo de programar a produção de um grupo termoelétrico para resolução de restrições técnicas no PDBF, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, resulta do produto entre energia total programada e o preço da produção oferecida (termo variável da Oferta para arranque de grupos termoelétricos), adicionado do custo de arranque (termo fixo da Oferta para arranque de grupos termoelétricos).*

Consideramos que este ponto carece de um maior detalhe, particularmente os casos em que se aplica a oferta simples.

*81 - O prolongamento do programa de arranque referido no parágrafo anterior deve ser valorizado pelo termo variável da oferta para Resolução de Restrições Técnicas após*

*publicação do PDVD inicialmente ativada, incluindo o horizonte de programação que se prolongue para o dia seguinte, quando aplicável.*

Consideramos que este ponto carece de um maior detalhe, nomeadamente, se podem ser atribuídos períodos D+1 com ofertas do Dia D.

*84 - Se o Agente de Mercado titular da Unidade de Programação correspondente ao grupo gerador termoelétrico ativado para a solução das restrições técnicas tiver estabelecido, através da participação nos mercados intradiários, um programa de produção que seja superior a zero para os períodos de programação compreendidos entre dois arranques do mesmo grupo termoelétrico para resolução de restrições técnicas, não deve haver lugar ao pagamento do termo fixo relativo ao segundo arranque.*

Consideramos que este ponto carece de um maior aprofundamento, nomeadamente, esclarecer se não existe custo de arranque se, por exemplo, as rampas de acoplamento estiverem programadas.

#### B.5. PROCEDIMENTO 9 - MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO NA REDE POR UNIDADES FÍSICAS NÃO-HABILITADAS

*8 - As Instruções de Despacho referidas no parágrafo anterior devem ser cumpridas num tempo máximo de 15 minutos e deve observar a seguinte ordem de prioridade:*

Entendemos ser relevante esclarecer como serão enviadas estas instruções de envio, se nomeadamente, através do Sistema de Controlo com um *setpoint* em tempo real que pode ser implementado automaticamente.

Atualmente as instruções de despacho são enviadas pela aplicação SIME, mas isso seria inviável quando existem muitas instalações envolvidas (o que, sem dúvida, causaria atrasos na aplicação).

*b) Unidades Físicas sujeitas à obrigação de participação no mercado de resolução de restrições técnicas após o mercado diário e de apresentação de ofertas a descer nos mercados de RR ou de mFRR, e que não tenham cumprido esse requisito.*

Entendemos que carece de especificação como as instruções serão distribuídas por todas as unidades que satisfaçam esta condição. Como sugestão, poderia ser relevante torná-lo proporcional à repartição.

Uma Unidade Física habilitada pode não ter ofertas de RR/mFRR para diminuir porque tem essa capacidade comprometida em aFRR. Isto deve ser tido em consideração ao verificar este requisito.

*9- Quando se verificarem congestionamentos que não sejam passíveis de resolução através da mobilização de Unidades Físicas que participem no mercado de serviços de sistema sem pôr em causa a segurança do abastecimento, o GGS pode determinar a redução da injeção na rede das Unidades Físicas não-habilitadas, conforme previstas no parágrafo 3 - e que estejam capacitadas para concretizar as Instruções de Despacho e tenham influência na resolução do congestionamento, sucessivamente, pela seguinte ordem:*

Importa esclarecer por que razão, no caso de uma necessidade local, a ordem de mérito não é a mesma do caso geral.

*12 - A energia mobilizada a baixar pelo presente mecanismo deve ser considerada no ajustamento do desvio do respetivo BRP.*

Entendemos que haverá um apontamento no programa do BRP para ter em conta estas instruções de descida, para que não seja gerado quaisquer desvios no BRP. Esse apontamento deve ser igual aos MWhs efetivamente reduzidos pela instalação para que a não conformidade (total ou parcial) não gere desvio no BRP.

*15 - O BRP que integra uma Unidade Física em incumprimento de uma Instrução de Despacho nos termos do parágrafo anterior fica sujeito ao pagamento de uma penalidade, calculada com base na energia associada ao incumprimento, apurada em*

*cada período de liquidação de desvios, sendo valorizada ao dobro do preço de desvio por excesso, se positivo, ou ao preço de desvio por excesso, se negativo.*

Em caso de incumprimento da instrução, o programa do BRP não deve ser corrigido, uma vez que, caso contrário, para além da penalização específica, seria gerado um desvio de medição no BRP.

Acreditamos que a penalização deve ser simétrica e sempre avaliada ao preço do desvio por excesso. Uma instalação que não esteja autorizada ou que, estando autorizada, não tenha ofertas para baixar, tem um programa de energia (desagregação) cujo direito de cobrança seria somente o do mercado diário ou intradiário e não receberia encargo adicional para que o preço do desvio por excesso aumentasse mesmo que este fosse positivo. Por isso, entendemos que não é justo penalizá-lo pagando duas vezes pelo incumprimento.

#### B.6. PROCEDIMENTO 12 - BANDA DE RESERVA DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA

*28 - Cada oferta de Banda de aFRR apresenta ainda o preço por defeito de energia de aFRR, em €/MWh, que será utilizado pelo GGS na eventualidade do BSP não apresentar ofertas de aFRR no mercado de energia de aFRR para a totalidade da Banda de aFRR contratada.*

Não consideramos correto utilizar um preço de oferta de energia aFRR padrão associado a um bloco de oferta de banda. Os agentes sabem que têm a obrigação de enviar ofertas de energia aFRR na quantidade atribuída da banda aFRR e, caso não o façam, existe uma penalização associada. A utilização de um preço de energia “fictício” pode distorcer a ordem de mérito, uma vez que não reflete os custos reais da energia oferecida.

Identificamos também muitas dificuldades em adequar esta oferta padrão aos restantes pontos incluídos no procedimento 13, por exemplo, para ofertas corrigidas ou invalidadas pela REN devido a indisponibilidade ou restrições.

*41- O BSP que tenha contratado o produto de Banda de aFRR, pode solicitar a transferência desse contrato para outra Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR que preste esse serviço, desde que as mesmas sejam equivalentes, do ponto de vista técnico e operacional.*

Esta transferência deverá ser limitada a Unidades Físicas ou Unidades de Oferta aFRR dentro do mesmo BSP.

*53 - Quando a Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR com Banda de aFRR contratada falha o seguimento do sinal de telerregulação do regulador central no âmbito da ativação de energia de aFRR, nos termos definidos no Procedimento 13, é considerada em incumprimento de Banda de aFRR, sendo aplicável a penalização por incumprimento nos períodos de contratação afetados, considerando simultaneamente o incumprimento da totalidade da Banda contratada, a subir e a baixar.*

Consideramos ser desproporcional penalizar toda a banda em ambos os sentidos quando existe uma penalização por incumprimento da ativação. Consideramos que deveria limitar-se a penalização da banda apenas no mesmo sentido do incumprimento.

*55 - Nos períodos de contratação em que haja lugar à aplicação de penalização por incumprimento do serviço de Banda de aFRR contratada nos termos da presente secção, e na quantidade de Banda de aFRR em incumprimento, não se aplica o ajustamento trimestral do preço marginal de Banda de aFRR descrito na secção 9.1.1 deste Procedimento.*

O preço utilizado na penalização deve ser o ajustado, porque, caso contrário, o prejuízo económico para o Agente poderá ser elevado e existirá uma grande incerteza, o que poderá resultar numa menor liquidez no mercado.

## B.7. PROCEDIMENTO 13 - ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DE RESERVAS DE RESTABELECIMENTO DA FREQUÊNCIA COM ATIVAÇÃO AUTOMÁTICA

*9 - A ativação do produto de energia de aFRR é feita através do envio de sinais de telerregulação pelo regulador central do GGS ao ELT da Unidade Física ou da Unidade de Ofertas de aFRR, tendo em conta:*

*c) As rampas de subida e descida de potência de aFRR de acordo com as características habilitadas de cada Unidade Física ou Unidade de Ofertas de aFRR.*

O produto standard de energia de aFRR já inclui um requisito de rampa (FAT = 5 minutos) que todas as Unidades habilitadas devem ser capazes de cumprir. Ao selecionar-se a energia ativada, a rampa específica de cada Unidade não deve ser adicionalmente considerada, uma vez que distorce a ordem de mérito económica.

*17 - Para poder participar na prestação do serviço de aFRR, as Unidades Físicas devem obter a correspondente habilitação junto do GGS, mediante demonstração de cumprimento dos requisitos de capacidade técnica e operativa, nomeadamente, as disposições referidas na secção 3 do Procedimento 3.*

As Unidades Físicas que já participam no atual serviço de regulação secundária devem estar habilitadas por defeito para participar no mercado aFRR com as mesmas capacidades.

*50 - As ofertas de energia de aFRR submetidas pelos BSP são encaminhadas pelo GGS para a plataforma europeia de contratação de aFRR, depois de validadas e classificadas quanto à sua disponibilidade.*

Está a ser equacionada reservas de oferta a nível nacional? Se sim, quantas e como serão selecionadas?

*66 - O GGS pode modificar o estado da oferta de energia de aFRR para indisponível, em qualquer momento, em consequência de falha na prestação do serviço de aFRR, de*

*restrições devidas a congestionamento interno ou a condicionamentos de segurança operacional, nos termos do artigo 29.º do Regulamento EB.*

Consideramos que deve ser notificado o respetivo BSP o mais rapidamente possível.

*108 - O BSP responsável por Unidades Físicas ou Unidades de Ofertas de aFRR em incumprimento na prestação do serviço de aFRR incorre no seguinte encargo, resultante da soma da devolução da valorização da ativação de energia de aFRR incumprida, caso essa devolução resulte num pagamento ao GGS, e da valorização do incumprimento de banda de aFRR eventualmente contratada:*

Consideramos ser desproporcional penalizar toda a banda em ambos os sentidos quando existe uma penalização por incumprimento da ativação. Consideramos que deveria limitar-se a penalização da banda apenas no mesmo sentido do incumprimento.

Entendemos que no cálculo da energia incumprida  $VaFRR(t,uf)$  apenas serão considerados os ciclos de ativação em que ocorra o incumprimento.

Consideramos que o detalhe do cálculo do incumprimento com as ativações de aFRR deve ser incluído neste Procedimento.

## B.8. PROCEDIMENTO 23 - INDISPONIBILIDADES DAS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO, DE ARMAZENAMENTO E DE CONSUMO

*1 - Este Procedimento, estabelece os critérios aplicáveis à comunicação e tratamento das indisponibilidades das instalações de produção e armazenamento com potência instalada superior a 1 MW, habilitadas e não-habilitadas, e de consumo com acesso à rede com restrições, para que o GGS realize a verificação técnica e o despacho das Áreas de Ofertas, e confirme as circunstâncias que permitam a sua exclusão da necessidade de apresentar ofertas no mercado diário, no caso de indisponibilidades.*

Consideramos que a potência mínima instalada para a qual deve ser obrigatório o envio de indisponibilidade seja de 30 MW (salvo exceções de potências inferiores assinaladas pela REN devido à segurança do Sistema). Com o limite de 1 MW, o envio de

indisponibilidade seria um processo muito trabalhoso e moroso, tanto para o Agente como para o GGS.

#### B.9. PROCEDIMENTO 26 - PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO

*114 - As Áreas de Ofertas correspondentes a Unidades Físicas Agregadas podem integrar instalações associadas a vários BRP e as ativações destas Unidades Físicas Agregadas não produzem ajustamento da posição dos respetivos BRP.*

Quando existe uma ativação do BSP e não se ajusta a posição do BRP - e assumindo que o desvio do comercializador é influenciado pela ativação do BSP (ou seja, o comercializador tem um desvio por excesso quando se ativa energia a subir ou um desvio por defeito quando se ativa energia a baixar) - situações indesejáveis ocorreriam tanto se o preço do desvio nesse período de liquidação é único, como se é dual:

- (1) Se o preço dos desvios é dual (até o momento, parece ser o cenário mais provável), o BRP seria penalizado por um desvio do qual não é responsável.
- (2) No melhor caso para o BRP, quando o preço dos desvios é único, o sistema pagaria duas vezes pela mesma energia de balanço: a) ao BSP que vendeu essa energia e ao BRP que se desviou a favor do sistema.
- (3) Pode acontecer ainda que a carteira do BSP seja ativada em um sentido (a subir ou a baixar) e que o desvio do sistema nesse período de liquidação tenha o mesmo sentido (ou seja, a ativação do agregador independente vai “contra” o desvio do sistema). Isto poderia ocorrer quando, dentro de um mesmo período de liquidação, existem ativações em ambos os sentidos. Nesta situação, mesmo que o preço do desvio nesse período de liquidação seja único, o comercializador teria uma penalização pelo seu desvio.

Outra situação indesejável em um modelo não corrigido é que o comercializador fatura o seu cliente com base nos valores do contador. Com relação a isto:

(1) No caso de uma ativação de energia a subir (redução de consumo), o comercializador não faturaria a energia comprada previamente para os seus clientes que participaram em uma ativação de energia a subir. Na prática, isto significa que o agregador estaria a vender uma energia que foi adquirida anteriormente pelo comercializador, gerando uma receita às custas do comercializador. Isto poderia produzir uma distorção no mercado retalhista: como mencionado anteriormente, os comercializadores afetados pela resposta da procura poderão fixar preços mais elevados aos seus clientes para recuperar essas perdas econômicas.

(2) Em um modelo não corrigido, não haveria incentivos a ofertar energia de balanço a baixar. De forma simplificada, o benefício econômico de vender energias de balanço é a diferença entre o preço da energia de balanço e o preço do mercado diário (assumindo, por exemplo, um contrato de fornecimento com preço indexado ao mercado diário). Da perspectiva do consumo, existe um benefício com a venda de energia de balanço a baixar quando pode-se comprar energia no mercado de balanço a um preço inferior ao preço do mercado diário (ou ao preço do contrato de fornecimento). Em um modelo não corrigido, no caso de uma ativação de energia de balanço a baixar, o comercializador faturaria uma energia que não comprou previamente. Neste caso, os consumidores que participaram nessa ativação pagariam por essa energia duas vezes: através da sua fatura de fornecimento e quando o agregador “vende” essa energia nos mercados de balanço.

Para que não haja uma distorção no mercado retalhista e para que tenha sentido a venda de energia de balanço a baixar, o modelo de agregação deve ser sempre corrigido.

Neste sentido, recentemente, o governo espanhol publicou uma proposta de Real Decreto sobre Contratação e Fornecimento de eletricidade, onde se estabelecem as condições para a comercialização, agregação e proteção do consumidor de energia elétrica. Nesta proposta de Real Decreto, está previsto que o modelo de agregação a ser adotado na Espanha será um modelo corrigido e com “compensação” ao comercializador.

Finalmente, sobre esta compensação cabe destacar que o Network Code on Demand Response (NC DR) distingue a “transferência financeira” entre agregador e comercializador (art. 22.a) e a “compensação” (art. 22.b). Enquanto a primeira se refere apenas ao pagamento pela energia comprada/vendida nos mercados, podendo ser bidirecional (do agregador ao comercializador, quando se ative redução de consumo, e do comercializador ao agregador quando se ative aumento de consumo), a segunda refere-se a todos aqueles custos adicionais que o comercializador pode incorrer para além da não recuperação da energia vendida como redução do consumo, tais como os custos associados à cobertura financeira, margem comercial, efeito rebote, etc.