

**PROJETO PILOTO DE PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO NO
MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO**

ANEXO

CONTRIBUTOS DOS AGENTES DIRETAMENTE ENVOLVIDOS

Julho 2020

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	AIR LIQUIDE.....	1
2	APIGCEE	2
3	EDP COMERCIAL.....	4
4	EDP DISTRIBUIÇÃO	6
5	ENDESA.....	12
6	IBERDROLA.....	22
7	MEGASA.....	25

1 AIR LIQUIDE

Assunto:

Re: Solicitação de contributos para o balanço do projeto-piloto da participação do consumo no MRR 2019/2020

Boa tarde,

Para além dos temas descritos no mail anterior existem outros pontos relevantes para o projecto piloto de reserva de regulação, nomeadamente:

- Flexibilidade de consumo - Apesar que conseguimos modelar o nosso consumo, o nosso processo produtivo não nos permite ter flexibilidade para estar neste tipo de mercado de energia (principalmente para intervalos de 15 minutos);
- Penalidades - As penalidades resultantes dos desvios representam um impacto no benefício total.
- Comercializadora de Energia - Existem falhas na comunicação com a comercializadora de energia, com os consequentes atrasos na respectiva facturação.
- Custos de energia - Os ganhos até agora conseguidos com a participação no mercado de reserva de regulação têm sido substancialmente modestos.

Obrigado,

Cumprimentos,

2 APIGCEE

APIGCEE

Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica

Solicitação de contributos para o balanço do

PROJECTO-PILOTO PARA PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO NO MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

A Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE) pretende reagir à solicitação de contributos para o balanço do projecto-piloto em epígrafe no seguimento do e-mail enviado pela ERSE a 22 de Junho de 2020.

Não obstante o facto de cada interveniente fornecer os seus contributos específicos para o balanço do projecto-piloto, julga a APIGCEE poder reagir a esta consulta no que concerne a temas genéricos que foram trazidos ao nosso conhecimento pelos nossos associados.

Para uma eficiente gestão de todo o sistema no âmbito da participação do consumo no "Mercado de Reserva de Regulação" e tendo em atenção que o número de prestadores deste serviço poderá crescer de forma significativa, é importante que o processo seja compreensível e claro para todos os participantes, pelo que destacamos os seguintes pontos:

- O processo de habilitação da instalação para participação do serviço, deve ser simplificado e devidamente especificado por forma a permitir uma rápida adesão por parte dos consumidores / comercializadores / agregadores que o pretendam. O actual processo de adesão, sem o inequívoco apoio da ERSE, retardaria significativamente a obtenção do registo devido a múltiplas restrições técnicas da plataforma e o fornecimento mandatário de informação menos clara, que obriga ao reinício de todo o processo;
- As especificações no processo de troca de informação entre os diferentes intervenientes fazem parte do processo de qualificação de participantes pelo que devem seguir as mesmas normas;
- A responsabilidade sobre desvios, desde que o acumulado se situe abaixo de um valor a estabelecer em função do processo industrial do prestador, deverá ser tratada como até hoje. No caso de se verificarem desvios superiores, tecnicamente injustificados, deverão ser suportados pelo consumidor que os origina. Sugere-se que o regulamento defina que os desvios são da responsabilidade do comercializador que tem a faculdade de os facturar ao seu cliente caso o contrato existente entre as partes assim o determine;
- No que concerne à contabilização de perdas, entendemos que o sistema implementado é adequado pois a influência da prestação do serviço é local, o que origina perdas pequenas;
- Trata-se de uma actividade em que a produção e o consumo estão em directa concorrência, devendo as regras impostas serem as mesmas para todos os

1

APIGCEE

Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica

intervenientes, pelo que o regulamento deve isentar de pagamento de tarifas de acesso a energia associada à prestação do serviço;

- A melhoria de um sistema de comunicações entre os intervenientes é imperativo, para garantir com maior fiabilidade a transmissão diária dos dados.

Outros aspectos pertinentes, que deverão ser tidos em conta, alguns dos quais já fizemos referência no passado:

- A partilha de informação que resulta deste mecanismo deverá ser analisada de forma a aumentar a transparência quanto à mobilização de ofertas, em especial no que concerne aos volumes e preços transaccionados de cada tipo de produto (mobilização horária ou intra-horária);
- Garantir informação sumária, em tempo oportuno, com a identificação dos erros sempre que os ficheiros são rejeitados;
- A energia contabilizada no cálculo da remuneração da interruptibilidade deve ser a que efectivamente é consumida na instalação, independentemente de estar associada à compra de energia no mercado ou à prestação do serviço de reserva de regulação;
- Sendo a interruptibilidade um verdadeiro instrumento de garantia de potência, o regulamento deveria prever a conversão deste serviço num verdadeiro instrumento de segurança de abastecimento da rede eléctrica, devidamente valorizado, por forma a evitar a falsa conotação de "Ajuda de Estado". Na ausência de energia despachável, a interruptibilidade será um dos poucos instrumentos a que o TSO poderá recorrer, instantaneamente, em caso de problemas graves na rede, pelo que o conceito original deste serviço de evitar, apenas, o investimento em centrais de ciclo combinado deverá ser revisto;
- Pela sua incongruência deve ser revista a exigência de RTU, quando esta não existir, para pequenos consumidores reunidos por um agregador. Um sistema de contagem inteligente deve ser suficiente para permitir escrutinar a prestação do serviço e fazer a facturação;
- A alteração prevista para o futuro relativa à passagem dos períodos de integração de 1 hora para 15 minutos afectará a capacidade de prestação deste serviço por diversos sectores da indústria electointensiva. De facto, essa alteração tornará inviável a resposta de alguns processos produtivos cujos ciclos se mostram relativamente estáveis e previsíveis se integrados em períodos horários, mas não em períodos de 15 minutos. Nesses casos esta alteração dificultará extremadamente a apresentação de ofertas e desincentiva a participação no projecto.

APIGCEE,

Lisboa, 3 de Julho de 2020

2

3 EDP COMERCIAL

Projecto piloto para a participação do consumo no mercado de reserva de regulação

Breve balanço da participação da EDP C

O projeto-piloto para a participação do consumo no mercado de reserva de regulação, promovido pela ERSE em 2019, é um passo relevante para o desenvolvimento do mercado de serviços de sistema. A EDP Comercial encarou esta iniciativa com muito interesse e congratula a ERSE pela dinamização deste mercado. Os desafios da transição energética tornam imprescindível a participação dos clientes no mercado de serviços de sistema e, em boa hora, esta iniciativa provou que é possível, mesmo em contexto desfavorável, abrir este mercado a novos agentes.

A arquitetura do piloto limitou quer o número de clientes, quer o tipo de empresas elegíveis. Estas restrições, compreensíveis numa fase inicial, exigem que os participantes reúnam cumulativamente duas condições, serem empresas de grande dimensão e poderem atuar sobre cargas com uma potência mínima de 1MW.

A participação da EDP C apenas foi possível pela criação da figura de Representante e pela nota interpretativa publicada pela ERSE a esclarecer o formato desta participação.

O balanço que fazemos da nossa participação é positivo, pela experiência que nos trouxe no diálogo com os nossos clientes sobre este mercado, no apoio que demos à identificação das cargas flexíveis, nas estratégias para o seu controlo e ainda no suporte aos processos de participação em mercado.

No entanto, achamos relevante assinalar dificuldades de implementação que resumimos nos seguintes pontos:

- A gestão de ofertas e mobilizações usa sistemas adequados à participação de grandes centrais e pouco adaptados à mobilização de cargas em clientes;
- A colocação em serviço destes sistemas exigiu o cumprimento de um conjunto de requisitos que se revelaram pouco expeditos, burocráticos e dispendiosos;
- Os processos associados à própria representação estavam mal definidos, resultando em sucessivos atrasos com a revisão e correção da documentação.

O balanço que fazemos da participação de consumidores neste piloto é marcado por:

- No início do piloto, os consumidores apresentavam ofertas nos dois sentidos da reserva de regulação, mas as regras de compensação da redução de consumos desincentivaram fortemente a participação na reserva de regulação a subir;
- A inexistência de penalidades por não cumprimento das mobilizações é muito adequada à fase experimental que associamos a este piloto;

Depois de concluído o primeiro piloto de participação da procura no mercado de reserva de regulação consideramos necessário endereçar um conjunto de pontos, de forma a dar seguimento à abertura deste mercado a mais consumidores, em particular:

- Revisão dos sistemas e processos atuais, que dificultam a adesão de novos participantes, devendo estes ser mais ágeis e simples;
- Criação da figura de agregador, sem limitação geográfica, funcionando como um dinamizador deste mercado;
- Redução das restrições técnicas de acesso a este mercado, permitindo que os agregadores mobilizem cargas de potência inferior, mesmo que a potência mínima a mobilizar se mantenha em 1 MW
- Revisão das regras de compensação de ofertas para a reserva de regulação a subir tornando-a mais apelativa para instalações consumidoras;
- Manter em ambiente de piloto a ausência de penalidades por incumprimento, de forma a dinamizar a experimentação,

Pensamos que existem condições para se avançar para uma segunda fase do piloto, em que seja possível testar soluções técnicas mais simples e simultaneamente criar condições para ter mais consumidores a participar. Testar agregação, é indispensável para aumentar o número de participantes. Compreendemos que há riscos associados, mas é agora que podemos correr riscos, já que a potência a mobilizar será sempre pouco relevante para o sistema. E é na gestão destes riscos que estarão importantes aprendizagens que nos permitirão, mais tarde, ter um mercado mais competitivo e mais seguro.

Estamos disponíveis para qualquer colaboração ou esclarecimento adicional. Reafirmamos ainda o nosso compromisso em estar na primeira linha das soluções que vierem a ser consideradas, de forma a encontrarmos os melhores modelos que acelerem o desenvolvimento do mercado de serviços de sistema.

Lisboa, 3 de Julho de 2020

4 EDP DISTRIBUIÇÃO



BALANÇO DO PROJETO-PILOTO RELATIVO À PARTICIPAÇÃO DO CONSUMO NO MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

CONTRIBUTOS DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Julho de 2020

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO.....	1
2	COMENTÁRIOS GERAIS.....	1
3	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	2
3.1	Papel do ORD na validação técnica das ordens do MRR.....	2
3.2	Condições técnicas do terminal SIME.....	3
3.3	Agregação.....	4
3.4	Faturação.....	4

1 ENQUADRAMENTO

Na mais recente revisão regulamentar efetuada pela ERSE, em 2017, e em concreto no que diz respeito ao Regulamento de Operação das Redes (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º 621/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro, foi introduzida a possibilidade de se mobilizar o consumo no mercado de reserva de regulação, nos termos e prazos estabelecidos pelo Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS).

De modo a abrir a participação do consumo a este mercado, a ERSE submeteu a discussão, em outubro de 2018, na sua 67.ª Consulta Pública, a possibilidade de implementação de um projeto-piloto para participação do consumo no mercado de reserva de regulação. Após a receção dos comentários no âmbito desta Consulta Pública, a ERSE publicou a Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, que veio aprovar as regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação, para clientes ligados a níveis de tensão iguais ou superiores à Média Tensão (MT), com capacidade para fazer ofertas neste mercado de, pelo menos, 1 MW.

A Diretiva n.º 4/2019 previa que o projeto-piloto se iniciasse a 2 de abril de 2019 e tivesse a duração de um ano. Contudo, face aos resultados positivos do projeto-piloto, a ERSE decidiu, através da Diretiva n.º 6/2020, de 20 de abril, que, transitoriamente, se continuem a aplicar as regras do Projeto-Piloto até à aprovação das alterações a introduzir na revisão mais alargada do MPGGS, decorrente da aprovação dos regulamentos europeus que estabelecem os códigos de rede, previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Terceiro pacote Legislativo europeu para a energia e antevendo alterações que decorrerão da aprovação do pacote legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”.

Até ao momento, o projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação contou com 7 participantes e registou a realização de mais de 5 mil ordens.

Com vista a preparar o relatório de conclusões, a ERSE solicitou contributos às partes envolvidas no desenvolvimento e execução deste projeto-piloto, conforme previsto na Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro. Neste contexto, a EDP Distribuição apresenta, nas secções seguintes deste documento, os principais comentários e recomendações decorrentes da sua experiência, como parte envolvida neste projeto-piloto, e que, no seu entendimento, deverão ser consideradas em futuras alterações regulamentares.

2 COMENTÁRIOS GERAIS

Os novos desafios da transição energética, nomeadamente a geração descentralizada, a penetração do veículo elétrico como solução de mobilidade, o autoconsumo e o armazenamento de energia elétrica, requerem novas soluções na gestão do Sistema Elétrico Nacional (SEN), de modo a garantir o seu funcionamento integrado, seguro e eficiente. Nesse sentido, a Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho de 2019, prevê a participação ativa dos

consumidores e deixa clara a relevância que a resposta da procura terá na promoção de um mercado interno de eletricidade competitivo e dinâmico.

A EDP Distribuição tem uma visão favorável às soluções que envolvam a resposta da procura, nomeadamente no que toca à participação do consumo no mercado de reserva de regulação. A realização de ofertas por parte dos consumidores vai trazer maior concorrência e, conseqüentemente, menores custos para este mercado, o que se traduz em ganhos para o SEN.

A EDP Distribuição valoriza a iniciativa da ERSE de promover a realização deste projeto-piloto, na medida em que constitui uma boa prática, que permite recolher informação e garantir maior sucesso num cenário de implementação generalizada de participação do consumo no mercado de reserva de regulação.

No entender da EDP Distribuição, o facto de os clientes participantes poderem aumentar ou reduzir, de modo significativo, o seu consumo, em resposta às ordens do Gestor Global do Sistema (GGS), poderá ter impacto na gestão das redes, quando os volumes associados às ofertas dos consumidores sejam mais elevados. Este impacto poderá representar, em determinadas redes do ORD, a um nível muito local, um risco de sobretensão ou subtensão, conforme exposto nos comentários específicos deste documento. Por esta razão, o Operador de Redes de Distribuição (ORD) deverá sempre ter um papel de validação da viabilidade técnica das ofertas a realizar por parte dos consumidores. Este papel ativo do ORD será ainda mais relevante caso, no futuro, a participação venha a ser alargada a consumidores em Baixa Tensão (BT) que apresentem ofertas através de agregadores.

A complexidade do Sistema Elétrico e as interações entre os seus diferentes agentes, como sejam, entre outros, ORT/GGS, ORD, comercializadores, agregadores, autoconsumidores e restantes consumidores, exigem que a futura regulamentação deste tipo de iniciativas garanta uma correta e segura articulação e coordenação entre estas entidades, para que as novas soluções possam ser implementadas sem implicarem riscos para o SEN.

A EDP Distribuição destaca o facto de terem sido processadas, com sucesso, cerca de 5 mil ordens dadas pelo GGS aos 7 participantes no piloto, o que, no seu entendimento, constitui um resultado positivo para a operacionalização da plataforma em que as ordens foram sendo registadas ao longo do piloto.

3 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

3.1 Papel do ORD na validação técnica das ordens do MRR

O piloto está direccionado para clientes ligados num nível de tensão igual ou superior aos níveis de tensão considerados na MT, e que tenham a possibilidade de disponibilizar, em mercado, uma variação de potência de, pelo menos, 1 MW. Apesar de estas variações serem muito pequenas na dimensão sistémica da rede europeia interligada, podem assumir uma dimensão significativa a nível local ou regional, sobretudo tendo em consideração a rede em que os clientes se encontram ligados.

O planeamento da rede de distribuição é efetuado considerando fatores de utilização que partem do pressuposto que a utilização de energia elétrica de um conjunto de clientes não é idêntica. Os fatores de utilização permitem dimensionar o sistema de distribuição de forma a racionalizar as necessidades de investimento nas redes e a promover maior eficiência para o SEN. Contudo, a dinâmica dos mercados e as necessidades sistémicas da rede síncrona europeia podem levar a que sejam ativadas todas as reservas de uma zona alargada simultaneamente (não é de excluir que toda a reserva do país possa ser ativada simultaneamente). Ao induzir todos os clientes a assumirem um determinado comportamento – conforme incentivo dos mercados de reserva de regulação - a simultaneidade daí decorrente pode conduzir a fenómenos de sobrecarga, sobretensão ou subtensão na rede. Esta situação pode ser especialmente crítica se a rede já se encontrar a ser explorada em recurso.

A reposta dos sistemas de proteção da rede a estes fenómenos de sobrecarga, sobretensão e subtensão pode conduzir à interrupção de serviço de clientes, a ponto de potencialmente desvirtuar o propósito do próprio mecanismo enquanto suporte à atividade do GGS. Por exemplo, se for retirada muita carga numa linha com muita geração, é provável que as tensões subam para valores acima do tolerável e que as proteções de interligação dos produtores atuem, retirando a geração que se encontra ali ligada.

Os fenómenos descritos anteriormente tendem a agravar-se num cenário de transição energética, em que se espera que o ORD também utilize ferramentas de flexibilidade para gerir de forma eficiente a rede e adiar a necessidade de investimentos no reforço da mesma.

Neste contexto, a EDP Distribuição propõe que as ativações dos serviços incluídos no piloto sejam previamente validadas pelo ORD e que sejam definam metodologias, em parceria com o GGS, para determinar os procedimentos que devem ser adotados caso se verifique, em determinado momento, que a rede de distribuição não tem capacidade para acomodar uma ordem ou um conjunto de ordens. Tais validações deverão ser realizadas de forma automática.

3.2 Condições técnicas do terminal SIME

A participação no projeto-piloto exigia, nos termos que foram previstos na Diretiva n.º 4/2019, a existência de um terminal SIME, tendo sido disponibilizado, em paralelo, um suporte FTP através do qual as ordens eram igualmente colocadas num ficheiro de texto, sendo que, no âmbito do projeto piloto a EDP Distribuição apenas teve acesso ao servidor FTP.

A segurança informática das plataformas utilizadas e a ausência de vulnerabilidades dos canais de comunicação e dos servidores, no âmbito do mercado de reserva de regulação e em quaisquer outros mercados associados ao fornecimento de um serviço público um bem essencial como a eletricidade, deverá ser sempre uma prioridade, para que não ocorram incidentes que ameacem o correto e seguro funcionamento do SEN. Mas cumprirá reforçar que, quanto a este propósito, deverá ser tida em consideração a Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, que estabelece o regime jurídico da segurança do ciberespaço, transpondo a Diretiva (UE) 2016/1148, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de julho de 2016, relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e da

informação em toda a União, que é aplicável aos operadores de infraestruturas críticas e aos operadores de serviços essenciais.

A EDP Distribuição realça a relevância da disponibilização do terminal FTP, em paralelo com o terminal SIME, sobretudo para clientes que não se encontrem permanentemente nas suas instalações, uma vez que lhes permite, remotamente, a leitura de ficheiros e a definição de *setpoints* num sistema de controlo sem intervenção humana. Contudo, no sentido de reforçar a segurança informática deste processo, a EDP Distribuição recomenda que a comunicação com o GGS seja sempre realizada através de um meio mais seguro do que o FTP.

3.3 Agregação

Uma das necessidades prementes para o ORD é a possibilidade de lhe ser possibilitada de a realização da validação técnica das ordens dadas aos clientes na RND, pelos motivos apresentados na secção 3.1. A validação técnica em causa parte do pressuposto de que existe informação sobre o comportamento de cada cliente individual que permita realizar uma análise de fluxos de potência na rede, com a carga e produção estimada dos restantes clientes ligados a essa rede.

O ORD não vê inconvenientes em que as ofertas em mercado possam ser realizadas de forma agregada, por um conjunto de clientes ou pelo seu representante. No entanto, para efeitos de validação técnica, será necessário saber de antemão quais são os clientes / pontos de entrega que vão efetivamente prestar o serviço.

Adicionalmente, tendo em consideração o caráter local da validação técnica, a EDP Distribuição considera necessário definir os procedimentos a adotar caso não seja possível que a rede acomode, mesmo que parcialmente, uma ordem de mobilização que incida sobre uma agregação de instalações.

3.4 Faturação

Durante o projeto piloto, a REN apenas considerou os dados disponibilizados como definitivos no 10.º dia útil do mês seguinte ao mês a que a faturação diz respeito. Deste modo, não foi possível, à EDP Distribuição, dispor dos dados finais, no momento da emissão das faturas de acessos às redes aos comercializadores, sendo de destacar que os valores das ordens têm impacto no volume de energia a considerar. Em resultado disso, a EDP Distribuição teve de atrasar a faturação até obter os dados definitivos por parte da REN. Esta atuação tem impactos financeiros para a EDP Distribuição, em particular no caso dos clientes cujas características são enquadráveis na participação no projeto piloto, devido ao elevado nível de consumo envolvido.

Neste contexto, a EDP Distribuição propõe a antecipação da disponibilização de dados por parte da REN para $n+3$, correspondendo “ n ” ao dia em que ocorre o consumo, com o objetivo de se garantir a faturação atempada dos pontos de entrega (sem prejuízo de que ocorra posterior correção da informação e, se necessário, emissão de nova fatura).

5 ENDESA



Comentarios de Endesa al piloto de reserva de regulación de ERSE

Julio 2020

Contenido

1. Introducción	2
2. Comentarios al piloto de gestión de la demanda	2
2.1 Establecimiento de un procedimiento claro de comunicación con el comercializador.	2
2.2 Corrección de la medida en el programa del comercializador en lugar de en el contador del cliente.	3
2.3 Resolver el pago de energía que se "revende" en los mercados.	3
2.4 Definición de una metodología para la verificación del cumplimiento del servicio.	4
2.5 Posibilidad de realizar pruebas de habilitación de manera conjunta.	4
2.6 Sobre el efecto de la exención del peaje en la oferta de gestión de la demanda.	4
2.6.1 <i>El precio del mercado diario ya internaliza el peaje, tanto de generación como de consumo.</i>	5
2.6.2 <i>La gestión de la demanda no modifica la demanda total del consumidor, sino tan solo el momento de su consumo.</i>	5
2.6.3 <i>Si un consumidor tuviera que internalizar el peaje para incrementar el consumo, también tendría que internalizarlo si lo redujera, lo que conduce a una situación absurda.</i>	6
2.6.4 <i>La exención del peaje a los consumidores incorporaría una alteración inaceptable del equilibrio del mercado y supondría un incentivo perverso.</i>	6
3. Propuesta de Endesa sobre el modelo de agregación independiente	8



1. Introducción

Desde Endesa valoramos muy positivamente el proyecto piloto de gestión de la demanda fomentado por el regulador portugués, ERSE, ya que supone una oportunidad para los consumidores, comercializadores, agregadores independientes y el operador del sistema, REN, así como para el propio regulador, para adquirir experiencia y aprender lecciones sobre la gestión de la demanda en un entorno controlado.

Además, debemos aprovechar la experiencia ganada en el proyecto piloto para plantear la futura regulación sobre la agregación y, en particular, la asignación de los desvíos relacionados al servicio de gestión de la demanda prestado por un agente independiente del comercializador, así como la compensación al comercializador.

Desde la comercializadora de nuestro grupo, Endesa Energía, hemos tenido la oportunidad de participar en el piloto de manera indirecta a través de algunos de nuestros clientes. Los clientes eran todos industriales con capacidad interrumpible y son ellos mismos los que hacen sus ofertas en el mercado de manera individual, siendo en última instancia Endesa Energía la comercializadora que le facturaba el suministro de energía.

2. Comentarios al piloto de gestión de la demanda

2.1 Establecimiento de un procedimiento claro de comunicación con el comercializador.

Consideramos de gran relevancia que el comercializador sea conocedor de la participación de los clientes a los que suministra en uno o varios servicios del sistema, ya sea la participación directa o a través de un agregador independiente.

A este respecto, durante el piloto, desde la comercializadora hemos sido conocedores de que ciertos clientes estaba participando con mucho retraso y de forma "casual" al recibir la liquidación y comprobar que nuestros datos no terminaban de cuadrar. Es muy importante que la comercializadora tenga esta información lo antes posible.

Adicionalmente, según el modelo de piloto propuesto en el que se debe modificar la medida del contador del cliente, nos ha resultado bastante laborioso y nos ha provocado retrasos en la facturación y en el cobro, ya que la comercializadora recibía el volumen de energía de balance activado en un periodo distinto a los ciclos de facturación actuales. Concretamente, antes de la entrada en el piloto se recibían estas medidas a principios del mes siguiente al consumo, pero con el Proyecto-Piloto el distribuidor está enviando estas medidas el último día del mes siguiente al consumo.

Desde Endesa solicitamos que, mientras dure el piloto, podamos recibir el volumen de energía activado y efectivamente verificado por REN en el mismo periodo que ser recibían antes del proyecto piloto para que el comercializador pueda tenerlo en cuenta a la hora de facturar a los clientes.

De cara a la futura regulación sobre gestión de la demanda, desde Endesa, proponemos un modelo en el que la corrección de la medida no sea una corrección "ficticia" de la medida del contador, si no una corrección de medida en el programa del comercializador.



2.2 Corrección de la medida en el programa del comercializador en lugar de en el contador del cliente.

En la propuesta de piloto, REN corrige las medidas del contador del cliente en los momentos en los que la gestión de la demanda haya sido activada pasando a ser una medida "ficticia". Este modelo complica los sistemas actuales de facturación y, además, altera la facturación de los peajes que en principio debería basarse en los valores no corregidos y la facturación de impuestos se vuelve aún mucho más complejo.

Desde Endesa proponemos un modelo más sencillo que evita modificar la medida del contador y por tanto evita problemas de peajes y ciclos de facturación de clientes. A través del operador del sistema, REN, se verifica la prestación del servicio de un cliente (directo o a través de un agregador) y ese volumen verificado de energía es asociado, de forma automática por el operador del sistema, a una operación instrumental de compra-venta (en la dirección adecuada) entre el comercializador y el cliente o agregador, al precio de referencia del mercado diario. De esta forma se corrige el programa del comercializador, de tal forma que no incurre en desvíos por la prestación del servicio, al mismo tiempo que se valoriza la energía utilizada.

2.3 Resolver el pago de energía que se "revende" en los mercados.

Aunque ERSE ya es conocedor del impacto negativo en el comercializador y en el sistema si no hay una compensación (financiera) para el comercializador por el problema de energía comprada, desde Endesa reiteramos nuestra preocupación para que pueda resolverse en la futura regulación.

Con la activación de la gestión de la demanda, habrá una discrepancia entre la energía que obtiene el comercializador una vez comprada y la energía que puede facturar a su consumidor.

Sin una compensación por la energía, pondremos en riesgo la eficiencia económica del sistema, los principios generales del mercado y el funcionamiento del mercado minorista. A continuación, se muestran una serie de consecuencias:

- Sin pagar por ello, el agregador o un cliente directo va a "revender" una energía que ha sido comprada previamente por el comercializador generando ingresos a costa del comercializador. Esta actuación viola el principio general del mercado: la energía vendida debe comprarse (o compensarse). Además, no existe ninguna razón por la cual un participante del mercado no deba pagar por el suministro de energía y la energía extraída de otro participante, en este caso el comercializador, sin el consentimiento del mismo.
- El agregador se convertirá en un "free rider" del sistema. Los beneficios de la activación de la gestión de la demanda serían exclusivamente para el agregador, mientras que el coste de la energía no compensada sería incurrido en el comercializador.
- Pueden surgir incentivos desfavorables para activar la gestión de la demanda por un agregador independiente. Los ingresos del agregador pueden ser inferiores a los costes inducidos al comercializador y crear ineficiencias económicas en el sistema.
- Sin una compensación adecuada de la energía a corto plazo, la oferta y activación de la gestión de la demanda por agregadores independientes distorsionará el mercado minorista. Los comercializadores afectados por la respuesta de la demanda fijarán unos precios más altos debido a la volatilidad de la demanda para compensar la caída de sus



ingresos. Esto hará que sean menos competitivos respecto a aquellos comercializadores que no estén afectados por la activación independiente de la gestión de la demanda.

- Los más perjudicados serán los pequeños comercializadores ya que tiene menos medios para evitar el impacto negativo de la activación de la respuesta de la demanda por agregadores independientes.

Como hemos comentado en el punto 2, un modelo en el que la verificación de REN permitiese, por un lado, corregir el volumen del programa del comercializador para que éste no incurra en desvíos y, al mismo tiempo, compensar al comercializador por ese mismo volumen al precio del mercado diario, resolvería ambos problemas sin necesidad de modificar la medida del contador.

2.4 Definición de una metodología para la verificación del cumplimiento del servicio.

Es importante que se defina una metodología para que se pueda verificar de manera exhaustiva y probablemente en tiempo real el cumplimiento del servicio de gestión de la demanda de forma que la comercializadora no incurra en desvíos por un incumplimiento de una orden del operador del sistema.

La corrección de la medida a través de un programa como proponíamos o, incluso a través de la medida de contador, que no ha sido verificada, puede conllevar nuevos desvíos en el comercializador si el cliente o el agregador incumple parte de la orden o en su totalidad.

2.5 Posibilidad de realizar pruebas de habilitación de manera conjunta.

De cara a la futura regulación, nos parece relevante que se permita la realización de pruebas de habilitación agregadas en los mercados disponibles, es decir, agrupar varios consumidores a través de un comercializador o un agregador, para poder presentar ofertas agregadas. Tanto la habilitación como la ofertas deberían poder permitirse hacerse de manera conjunta.

2.6 Sobre el efecto de la exención del peaje en la oferta de gestión de la demanda.

La aplicación de los peajes en la gestión de la demanda podría afectar a la competitividad de la demanda con respecto a la generación.

El piloto de ERSE exige a los clientes de pagar los peajes correspondientes en las ofertas de servicio de ajuste a bajar (equivalente a un aumento de demanda). Habría que valorar si el hecho de tener que pagar peajes por esa mayor demanda, constituyese un factor que pudiera restar competitividad a la demanda con respecto a la generación.

En primera instancia, surge la idea de que la oferta económica del consumidor para incrementar su demanda debería recoger los costes incrementales de dicha acción, incluido el peaje de acceso a la red, lo que supondría un tratamiento discriminatorio con respecto a la generación, cuyo peaje de acceso por la energía generada es muy inferior. De ser así, la demanda estaría fuera de mercado por la aplicación de un coste regulado y no estaría en igualdad de condiciones con respecto a los generadores, lo cual va en contra de la normativa europea que exige igualdad de condiciones en la participación de generación y demanda en los diferentes mercados.

No obstante, para analizar de forma detallada si existe o no discriminación en la participación entre generación y demanda hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:



2.6.1 El precio del mercado diario ya internaliza el peaje, tanto de generación como de consumo.

Los generadores pagan un peaje de 0,5 €/MWh por la energía inyectada en la red, cuyo valor está ya internalizado, junto con el resto de costes variables de generación, en sus ofertas al mercado diario. Un hipotético incremento de producción de un generador en la participación en los servicios de ajuste conlleva internalizar el aumento del coste de producción en su oferta a dicho mercado, pero dado que el precio del mercado diario ya internalizaba el peaje, la oferta en los mercados de ajuste se limita a añadir, al precio del mercado diario, el aumento de sus costes variables por el incremento de la producción, fundamentalmente por mayor consumo de combustible. Es decir, si el generador ya recuperaba en el precio del mercado diario todos sus costes variables (O&M variable, combustible, CO₂, peaje...), en la oferta en los servicios de ajuste tan sólo hay que añadir los costes adicionales no contemplados, es decir, el mayor consumo específico de combustible por aumentar la producción, ya que el precio base del mercado diario ya permite recuperar los costes que no cambian.

De forma simétrica, cuando los consumidores ofertan comprar energía en el mercado, internalizan en sus ofertas todos sus costes, incluidos los peajes de acceso a la red. Si el coste total, peajes incluidos, no compensa el beneficio del consumo, cesarían la actividad y detendrían el consumo. Un aumento en su consumo por la participación en los servicios de ajuste vendría motivado por un beneficio extra correspondiente al sobreprecio de la participación en dicho mercado, reflejado como una disminución del precio con respecto al mercado diario. En dicho incremento de consumo no hay que volver a internalizar el peaje de acceso, pues está implícito en el precio del mercado, tal como ocurría en el caso simétrico del generador.

2.6.2 La gestión de la demanda no modifica la demanda total del consumidor, sino tan solo el momento de su consumo.

En el corto plazo, lo que puede hacer la gestión de la demanda es mover consumos de un momento a otro, beneficiándose con ello del descuento en el precio de la electricidad, o evitando pagar precios elevados.

Si lo que hace la demanda es mover consumos de un momento a otro, el coste del peaje no es relevante a la hora de presentar ofertas, puesto que constituye un coste hundido que no puede ser tenido en cuenta bajo un principio de buena lógica económica, dado que mover el consumo de una hora a otra no va a evitar incurrir en el coste del peaje en la totalidad del periodo.

Es cierto que precios elevados de electricidad pueden hacer que determinados productos no sean competitivos y forzar la detención de la producción de determinado bien o servicio, o puede fomentar medidas de eficiencia energética, pero eso no es gestión de la demanda, son simplemente ajustes de procesos productivos que nada tienen que ver con el tema que nos ocupa.



2.6.3 Si un consumidor tuviera que internalizar el peaje para incrementar el consumo, también tendría que internalizarlo si lo redujera, lo que conduce a una situación absurda.

Supongamos que el coste del peaje constituye realmente un coste adicional para el consumidor que realiza gestión de la demanda y participa en un mercado de reserva a bajar, que se traduce en demanda a subir. Si efectivamente el peaje constituye un coste adicional, debería ser un coste a internalizar en la oferta en el mercado a bajar (demanda a subir), y por lo tanto debería incrementarse en el valor del peaje. Si esto fuera así, es cierto que este elevado coste constituye una carga que penaliza la participación del consumidor en este mercado y lo hace no competitivo frente a los generadores.

Pero de darse esta circunstancia, si el consumidor participase en reserva a subir, esto es, demanda a bajar, se produciría la situación inversa, es decir, incurriría en un ahorro en el peaje que igualmente debiera ser internalizado en el coste de la oferta, como un coste negativo, es decir, reduciendo el precio de la oferta por el valor del peaje ahorrado. Esto implicaría que el consumidor estaría en una situación de clara ventaja competitiva frente a otros generadores, en los que la prestación del servicio supone un coste, no un ahorro.

Obviamente esta consideración es absurda. Dejar de consumir siempre es un ahorro para el consumidor, de hecho, nadie le obliga a consumir, pero el beneficio que obtiene por el consumo le compensa el coste de dicho consumo, peaje incluido.

2.6.4 La exención del peaje a los consumidores incorporaría una alteración inaceptable del equilibrio del mercado y supondría un incentivo perverso.

El valor de la energía en los servicios de ajuste corresponde al sobreprecio o sobrecoste de la energía en estos mercados con respecto al precio del mercado diario. Ese es el valor adicional de la energía de reserva, y por tanto el beneficio que deben obtener los agentes que realizan la prestación del servicio, ya sean generadores o consumidores. Incorporar un beneficio extra ajeno a la naturaleza del mercado, como es una medida regulatoria de exención del pago del peaje, constituye una distorsión inaceptable del equilibrio del mercado y como tal, da lugar a comportamiento no deseados.

Pongamos por ejemplo un consumidor que demanda 1 MWh de consumo plano durante todas las horas del mes de diciembre de 2019, situado en España, y el cual paga un peaje variable que asciende a 20 €/MWh.

Si la participación en servicios de ajuste le permite estar exento del pago del peaje por la energía involucrada en dicho servicio de ajuste, el consumidor tendrá dos posibilidades a la hora de realizar su consumo. Podrá optar por tener un comportamiento normal, y comprar toda la energía en el mercado diario y pagar el peaje correspondiente, o podrá optar por tener un comportamiento abusivo, y sin realizar gestión de demanda alguna, no comprar nada de energía en el mercado diario y ofertar en los servicios de ajuste ahorrándose el peaje.

En este último caso, en las horas en las que el desvío del sistema sea a subir (equivalente a demanda a bajar), el desvío del consumidor (demanda a subir) contribuirá a reducir el desvío neto en el sistema, por lo que podrá optar por participar en los servicios de ajuste del sistema,



especificamente en terciaria a bajar, y obtener un sobreprecio adicional al precio del mercado diario, lo que se traduce en un menor coste de compra (la energía que ha comprado en terciaria es más barata que lo que le hubiese costado en el mercado diario), y lo que es mejor, evitará pagar peaje alguno por esta energía. En las horas en las que el desvío del sistema sea en dirección contraria, no podrá participar en los servicios de ajuste y cometerá un desvío, debiendo pagar, además del precio del mercado diario, el sobrecoste del desvío y adicionalmente el peaje del consumo realizado.

Si se considera que el desvío del sistema es aleatorio, aproximadamente la mitad de las horas tendrá un desvío en un sentido y la otra mitad en otro. Como, además, el sobrecoste del desvío en una hora corresponde al sobreprecio de los servicios de ajuste que corrigen dicho desvío, el saldo para este consumidor entre el coste de desvíos en los que incurre cuando no hay terciaria abajar y los ingresos que obtiene por la participación en el mercado de terciaria a bajar, cuando sí se convoca, tenderá a ser reducido al compensarse entre sí. Normalmente este saldo neto tendrá cierto sobrecoste, dado que no siempre que hay desvío se convoca terciaria, sólo si el desvío neto del sistema es significativo. Pero la exención del peaje compensa con creces este sobrecoste e introduce un claro sesgo que beneficia el comportamiento abusivo frente al comportamiento normal.

En el ejemplo anterior, una vez analizados los valores reales del mercado, el coste del desvío y el precio del mercado de terciaria a bajar, se obtendrían los siguientes resultados:

	Consumidor comportamiento normal	Consumidor comportamiento abusivo	Diferencia
Energía consumida (MWh)	744	744	
Energía de desvío (MWh)		546	
Energía en servicios de ajuste (MWh)		198	
Coste energía mercado diario (€)	25.151	25.151	0
Sobrecoste desvío (€)		2.992	2.992
Sobreprecio servicio de ajuste (€)		-2.147	-2.147
Coste total energía (€)	25.151	25.996	845
Coste peaje (€)	14.880	10.920	-3.960
Coste total (€)	40.031	36.916	-3.115
Coste total energía (€/MWh)	33,80	34,94	1,14
Coste peaje (€/MWh)	20,00	14,68	-5,32
Coste total (€/MWh)	53,80	49,62	-4,19

Se observa que el sobrecoste del desvío incurrido se compensa en parte con el sobreprecio de la terciaria a bajar, si bien sigue constituyendo un sobrecoste neto en el precio final de la energía. Este es el motivo por el cual todos los agentes tienen incentivo a ajustar sus programas a los consumos y producciones esperados y minimizar el desvío final en el que incurren.



Sin embargo, la exención del peaje de la energía casada en terciaria bajar rompe este incentivo, al suponer un ahorro muy superior al sobrecoste neto de la energía. El comportamiento más beneficioso para el consumidor consistiría en no comprar nada en el mercado, participar en terciaria a bajar siempre que se convocase y desviarse el resto del tiempo, ahorrando con ello una cantidad de dinero significativa, cerca del 8%.

Si bien este ejemplo es algo extremo, el incentivo a comprar menos energía de la que realmente se espera consumir permanece y permite obtener beneficios significativos realizando una falsa gestión de la demanda. Por este motivo, la exención del peaje constituye un elemento distorsionador del mercado que debe ser evitado.

3. Propuesta de Endesa sobre el modelo de agregación independiente

Entre las cuestiones más complejas a regular a nivel nacional, está el desarrollo del modelo de agregador independiente mediante un mecanismo que procedimente su correcta actuación y resuelva:

1. la gestión de desvíos incurridos por el comercializador por la actuación del agregador (no conocida por el comercializador)
2. la compensación económica al comercializador por la energía que el agregador gestiona en el mercado y previamente ha comprado el comercializador.
3. el correcto y adecuado seguimiento de las órdenes y actuaciones del agregador independiente, para evitar que el agregador obtenga beneficio si no presta el servicio comprometido

Desde Endesa, proponemos un modelo que resuelve las tres problemáticas más importantes que la introducción del agregador independiente puede acarrear al mercado. De cara a una mejor comprensión, se presentan un modelo en dos pasos: **Modelo 1 o Intermedio**; y **Modelo 2 o Completo**.

1. Modelo 1 o Intermedio

- a) Resuelve los desvíos incurridos por el comercializador haciendo una corrección del programa del comercializador ex-post,
- b) Resuelve la compensación económica al comercializador por la energía que el agregador ha gestionado en el mercado. El agregador se responsabiliza de lo que gestiona: ganando sin causar perjuicio al comercializador.

A través del operador del sistema, REN, se verifica la prestación del servicio de un cliente (directo o a través de un agregador) y ese volumen verificado de energía es asociado, de forma automática por el operador del sistema, a una operación instrumental de compra - venta (en la dirección adecuada) entre el comercializador y el cliente o agregador, al precio de referencia del mercado diario. De esta forma se corrige el programa del comercializador, de tal forma que no incurre en desvíos por la prestación del servicio, al mismo tiempo que se valoriza la energía utilizada. (Esta operación supone la corrección del desvío y la compensación al comercializador)

Este modelo requiere una verificación exhaustiva y en tiempo real por parte de REN y podría implementarse en caso de no poder abordar, por cualquier razón, el modelo 2 o Completo.



1. Modelo 2 o Completo:

- c) Además de resolver a) y b), este modelo eliminaría el posible perjuicio al comercializador en caso de que no se pudiera confirmar con certeza el cumplimiento de las ordenes enviadas al Agregador.

En este modelo, el agregador independiente selecciona y adquiere los consumidores con los que quiere participar durante todo un día (24h) y lo comunica antes del cierre del mercado diario. Durante todo el día el agregador es responsable de esos clientes liberando al comercializador de toda responsabilidad de desvíos, limitándole a la facturación de energía final por la medida que marca el contador. Este modelo requiere una transferencia del programa del comercializador (con el volumen de energía según el número de clientes que el agregador decide gestionar durante 24h) al agregador independiente según una baseline determinada por el propio agregador. Es decir, el propio agregador define como se va a comportar su cliente o su cartera de clientes al día siguiente. Esta previsión del agregador, también conocida como "baseline" se corresponde al consumo esperado por el propio agregador de sus clientes.

Este programa baseline, definido previamente por el agregador, pasa del comercializador al agregador, al precio instrumental del mercado diario. Esta transferencia es simplemente un apunte económico, no hay una transferencia económica real. La única manera de saber el valor de esos MW que el agregador va a gestionar durante las próximas 24h es tras la casación del mercado diario. Por este motivo, consideramos que el único coste real que existe en ese momento es el precio del mercado diario, dado que cualquier diferencial en la demanda del consumidor conlleva como coste el precio del mercado diario.

Desde ese momento el agregador es responsable de sus clientes y puede ofertar en todos los mercados (MI, mercados de balance, mercados de restricciones, etc).

En un último paso (después de finalizadas las 24h) y para que el comercializador pueda facturar a los clientes, la medida de la energía consumida por los clientes, es decir, la medida del contador de cada cliente en cada hora, es transferida por el agregador al comercializador al precio del mercado diario más el coste medio de los desvíos incurrido por el comercializador¹. El agregador solamente compra la energía en aquellas horas donde activa el servicio de gestión de la demanda para evitar que el agregador "revenda" una energía en los mercados que no ha comprado previamente.

Este modelo 2 o modelo completo:

- a) Resuelve los desvíos incurridos por el comercializador
- b) Resuelve la compensación económica al comercializador por la energía que el agregador ha gestionado en el mercado. El agregador se responsabiliza de lo que gestiona: ganando sin causar perjuicio al comercializador.

¹ Este último término es necesario, ya que, al asumir el agregador el coste del desvío de estos clientes, libera al comercializador del coste correspondiente.



- c) Eliminaría el posible perjuicio al Comercializador en caso de que no se pudiera confirmar con certeza el cumplimiento del A.I. por parte de REE.
- d) Resuelve el efecto rebote, siendo el A.I. el responsable durante todo el día de sus clientes, con la ventaja adicional de que si hace una gestión activa de la flexibilidad sacará beneficio del efecto rebote en otros mercados sin causar perjuicio al comercializador.

Este modelo evitaría la posibilidad de que el Agregador pudiera obtener algún beneficio sin haber realizado ninguna gestión de la demanda

6 IBERDROLA



Contributos para o balanço do projeto-piloto da participação do consumo no MRR 2019/2020

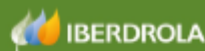
No dia 15 de janeiro de 2019, a ERSE publicou a Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, que aprova as Regras do Projeto-Piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação. Após a realização do referido projeto, e de acordo com o artigo 13.º da referida diretiva, caberá agora à ERSE publicar um relatório sobre o funcionamento do Projeto-Piloto e as principais conclusões que se possam retirar da experiência do Projeto, sendo que, para tal a ERSE solicitou os contributos da IBERDROLA, que agora se remetem.

A IBERDROLA destaca a abertura da ERSE em promover um projeto-piloto que possibilita a participação ativa dos agentes, incluindo-os no processo de desenho da solução. Atendendo à integração dos mercados, considera também que, no futuro, deverá ser explorada ao máximo a possibilidade de empreender iniciativas de dimensão ibérica ou, pelo menos, proceder à harmonização dos seus requisitos e práticas.

Reiterando os comentários realizados na 67ª consulta pública, apela novamente ao alargamento da participação no mercado de reserva de regulação aos agregadores da procura e comercializadores, por forma a garantir a igualdade entre todos os seus participantes.

Para que tal possa ocorrer, será necessária a adopção de uma regulamentação em que as responsabilidades dos agregadores fiquem claramente definidas no que respeita: i) à sua função no mercado; ii) aos serviços a prestar aos clientes; iii) à relação com o comercializador do cliente; iv) às suas obrigações para com o sistema; v) e na fixação de sanções para o incumprimento das mesmas.

No que respeita aos comercializadores, estes deverão poder prestar aos seus clientes o serviço de agregação e participação no mercado de reserva de regulação nas mesmas condições que os agregadores.



A IBERDROLA considera também necessária a adoção de um sistema de liquidações em que as responsabilidades dos agregadores e comercializadores sejam clarificadas, no que respeita ao cálculo dos desvios, faturação dos custos dos desvios e faturação dos custos de acesso, prevendo, entre outros, que:

- O Gestor Global do Sistema (GGS) deverá proceder à faturação em separado ao comercializador e ao agregador.
- O GGS deverá repartir os programas e as leituras entre comercializador e agregador, compensando economicamente as mudanças de programa;
- Quando o desvio seja causado pelo incumprimento da ordem de reserva de regulação, o agregador deverá suportar este custo;
- O comercializador deverá suportar o desvio residual depois da liquidação do cumprimento ou incumprimento pelo agregador.
- Neste sentido, propõe-se, a respeito da compensação por mudança do programa por execução de uma ordem de reserva de regulação que:
 - A energia negociada em mercado de reserva de regulação pelo Agregador receba o preço do mercado respectivo;
 - O GGS fature ao agregador a energia negociada em mercado de reserva de regulação a preço de mercado diário (com sentido contrário à energia negociada em mercado de reserva de regulação)
 - Esta faturação servirá para compensar o comercializador pela mudança do seu programa, a respeito da energia adquirida em mercado diário.
- No âmbito da liquidação de desvios:
 - Os programas e leitura do comercializador devem ser corrigidos com as ordens de reserva de regulação e com o cumprimento real das mesmas, para que o comercializador não assuma os custos por desvios que não lhe deverão ser imputáveis.
 - O agregador assumirá o custo do desvio pela diferença entre as ordens por reserva de regulação e a energia que efetivamente contribui para cumprir com as mesmas.



Por último, IBERDROLA apela à ERSE que mantenha o cumprimento dos prazos estabelecidos nos artigos 13.º e 14.º Diretiva 4/2019 para a publicação do relatório final e dos relatórios intercalares relativos ao projeto-piloto em questão.

7 MEGASA



Para:
Exmo. Senhor Eng. Jorge Esteves
ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços
Energéticos
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 - 3º
1400 - 113 Lisboa

N/Ref.º CA/SNL-07/2020

Paio Pires, 02 de julho de 2020

Assunto: Balanço do projeto-piloto da participação do consumo no mercado de reserva de regulação

Exmo. Senhor

A MEGASA destaca a importância do desenvolvimento desse projeto-piloto dando assim relevo à contribuição que os consumidores poderão dar para o equilíbrio e para a gestão da rede elétrica.

Relativamente ao balanço consideramos que:

1. Verificaram-se algumas dificuldades iniciais na instalação e parametrização dos sistemas de comunicação que após esforços de ambas as partes acabaram por ser resolvidas.

2. Consideramos que as alterações introduzidas já no decurso do projeto não beneficiaram a estabilidade do mesmo.

Neste particular destacamos as informações prestadas pela ERSE acerca da compatibilidade deste serviço com o regime de interruptibilidade (novembro 2019).

Por outro lado, fomos informados da necessidade de adaptação dos sistemas para períodos de integração de 15 minutos indicados pela REN (janeiro 2020). Mesmo que no âmbito do projeto se tenham mantido os períodos de integração em 1 hora, a alteração dos sistemas implicaria um incremento de complexidade nos fluxos de informação, o que não estava previsto inicialmente.



3. No caso particular das empresas da MEGASA que aderiram ao projeto-piloto (SN SEIXAL e SN MAIA), não foi possível apresentar ofertas de mobilização no seu decurso. De facto, neste período não foi possível flexibilizar os regimes de produção atuais de forma a apresentar ofertas de mobilização.
4. A futura alteração dos períodos de integração de 1 hora para 15 minutos torna inviável a resposta de alguns processos produtivos, nomeadamente os que incluam cargas como as de forno elétrico presentes na MEGASA, cujos ciclos se mostram relativamente estáveis se integrados em períodos horários mas não em períodos de 15 minutos.
5. Relativamente a Tarifas de Acesso, tal como defendido aquando da consulta pública, a MEGASA entende que nos períodos para as quais são mobilizados os serviços de sistema, a subir ou a baixar, não deve haver alugar ao pagamento de tarifas de acesso."

Com os meus melhores cumprimentos,

Dados Pessoais