

CONSULTA PÚBLICA 95

RELATÓRIO

Gestão de Riscos e Garantias SEN e SNG

SETORES ELÉTRICO E GÁS

Edifício Restelo - Rua Dom Cristóvão da Gama, 1
1400 – 113 Lisboa
Telefone: 21 303 32 00 - Fax: 21 303 32 01
Email: erse@erse.pt - Internet: www.erse.pt

ÍNDICE GERAL

1	INTRODUÇÃO	1
2	SÍNTESE DE COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE	3
2.1	Aspetos gerais mencionados na consulta Pública	3
2.2	Comentários específicos em consulta pública	7
2.2.1	Sujeitos, exigibilidade e tipo de garantias.....	8
2.2.2	Valorização de responsabilidades e cálculo de garantias	11
2.2.3	Verificação e libertação de garantias	16
2.2.4	Fluxos de informação, regulação do GIG e normas transitórias.....	22

1 INTRODUÇÃO

A ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de modelo de regras para a gestão de riscos e garantias, aplicável conjuntamente ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) e ao Sistema Nacional Gás (SNG).

As principais motivações da realização da consulta pública decorreram da necessidade de atualização e a revisão dos mecanismos estabelecidas na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, nomeadamente com a publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, e que vem consagrar a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SNG, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial, à semelhança do que tinha acontecido para o SEN, com a alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Para além da incorporação do SNG, a proposta do novo modelo de riscos e garantias incorporou um conjunto de alterações principais, que podem ser sintetizadas em três planos distintos:

- A consagração de regras ao setor do gás, na sua grande maioria por extensão de aplicação das já existentes para o setor elétrico nos termos da Diretiva n.º 2-A/2020;
- A consagração de aperfeiçoamentos de regras já existentes, beneficiando da experiência de aplicação da mencionada Diretiva n.º 2-A/2020; e
- O plano de consolidação da atividade do gestor integrado de garantias, em particular quanto ao seu modelo de regulação, que, em larga medida, não é alterado, mas que veio suscitar questões de repartição de encargos entre setores.

A consulta pública para a revisão do regime de gestão de riscos e garantias decorreu entre 19 de janeiro e 2 de março de 2021.

As entidades que remeteram comentários no âmbito da consulta pública, 16 no total, sendo que uma delas continha conteúdo tratado como confidencial, foram as seguintes:

- Conselho Consultivo;
- Conselho Tarifário;
- ACEMEL;

- Alfa Energia;
- Autoridade da Concorrência;
- Dourogás;
- Ecochoice;
- EDP Comercial;
- EDP – Energias de Portugal, S.A.;
- E-Redes;
- Fortia;
- Galp Gás Natural Distribuição;
- Iberdrola;
- REN;
- REN Portgás Distribuição.

O presente documento reúne a síntese dos comentários recebidos no processo de consulta pública realizada, justificando as razões da consagração final no texto regulamentar. O documento encontra-se organizado por temas, no sentido de melhor sistematizar o conteúdo e opções seguidas.

2 SÍNTESE DE COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE

Como referido, a ERSE recebeu um total de 15 contributos na Consulta Pública n.º 95, que apresentam comentários diferenciados à proposta de regulamentação da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG. De forma a expor os comentários recebidos e a posição da ERSE, nas secções seguintes apresentam-se os aspetos gerais por um lado e, em secção específica, os comentários específicos à regulamentação proposta.

2.1 ASPETOS GERAIS MENCIONADOS NA CONSULTA PÚBLICA

ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÕES PARA A PROPOSTA REGULAMENTAR

A consulta pública n.º 95 suscitou a discussão sobre um modelo integrado de gestão de riscos e garantias para os mercados elétrico e do gás. Em concreto, a proposta efetuou a extensão do modelo já existente para o SEN ao setor do gás, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Nos comentários veiculados pelo Conselho Consultivo e pelo Conselho Tarifário da ERSE, foi sublinhada a concordância destes dois órgãos quanto à referida extensão do regime de gestão de riscos e garantias ao mercado do gás natural, o que, de resto, mencionam constar de seus pareceres anteriores.

A este respeito, a ERSE sublinha a concordância dos Conselho Consultivo e Conselho Tarifário da ERSE quanto ao sentido geral da proposta efetuada, reiterando a convicção que permitirá um regime de mais integrada gestão dos riscos em ambos os mercados, com reforço da integridade de funcionamento de ambos os setores, em benefício de consumidores e agentes económicos em geral.

Sem prejuízo da expressão geral de concordância, os Conselho Consultivo e Conselho Tarifário da ERSE, no que foram acompanhados por EDP e Iberdrola, mencionaram que, pese embora não integrar as responsabilidades diretas da ERSE, haveria todo o interesse em reforçar as medidas prudenciais de atuação nos dois mercados, designadamente por concretização das normas de demonstração de capacidade técnica e económica para acesso à atividade de comercialização. Em acréscimo, reiteram o repto à ERSE para que envide esforços, junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), no sentido de concretizar tal regime de verificação prévia.

Neste quadro de comentários, sublinhando que não compete à ERSE a definição de regras para a aferição da capacidade técnica e económica – em rigor, à ERSE caberá pronunciar-se sobre proposta da DGEG -, reitera-se o compromisso da ERSE em continuar a contribuir para a existência de um mercado de comercialização de eletricidade e de gás com características reforçadas de integridade e transparência, dando sequência às iniciativas já tomadas e que, a título de exemplo, consubstanciaram a proposta de desenvolvimento legislativo para o atual quadro legal nos dois setores.

ALINHAMENTO COM PERÍODOS REGULATÓRIOS E FUNDAMENTAÇÃO DA PROPOSTA

Nos seus respetivos pareceres, os Conselho Consultivo e Conselho Tarifário da ERSE, mais uma vez sem prejuízo da concordância geral com a proposta suscitada a consulta pública e com a extensão do regime de garantias ao setor do gás, expressaram o interesse em que “(...) as revisões regulatórias sejam alinhadas, sempre que possível, com o Período Regulatório, na lógica da estabilização do edifício regulamentar por períodos mais alargados, a que se adiciona a desejável previsibilidade regulatória”.

A este respeito, a ERSE expressa a sua concordância geral com a preocupação expressa, sendo certo que tem procurado que o necessário desenvolvimento regulamentar se faça com a desejável previsibilidade e alinhamento dos interessados, reduzindo o risco percecionado quanto à alteração das regras regulamentares.

Em todo o caso, não pode deixar de se sublinhar, para o caso concreto desta consulta pública, que o desenvolvimento agora concretizado decorre, também, de uma expressa solicitação dos interessados (incluindo os Conselho Consultivo e Conselho Tarifário da ERSE), apenas possível após a publicação do diploma legal que enquadra o regime de garantias para o setor do gás, de agosto de 2020, e da regulamentação habilitante (Regulamento de Relações Comerciais).

Ademais, a ERSE procurou tornar paralelos os processos de revisão regulamentar do setor do gás (para adaptação ao quadro legal de base, constante do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto), de modo a emprestar consistência reforçada ao processo e maior amplitude de análise por parte dos interessados.

Também a respeito do enquadramento geral da proposta colocada a consulta pública, o Conselho Tarifário, secundado de forma menos expressiva pela Autoridade da Concorrência, menciona que “(...) considera que o documento justificativo que acompanha a proposta deveria ser mais explícito em termos quantitativos

dos valores monetários previstos para o SNG e, desse modo, permitir uma aferição mais precisa do grau de cobertura a abranger pelo sistema de garantias”.

A ERSE, compreendendo a referência, não pode deixar de expressar que o nível de maturidade do setor do gás não está, no presente, tão desenvolvido como o mercado elétrico, o que impede que se possa já apresentar a desejável informação detalhada a respeito das responsabilidades e garantias dos agentes. De todo o modo, no campo dos princípios a serem seguidos para a prevenção de riscos sistémicos, não pode deixar de se sublinhar que, a prática já obtida no mercado elétrico constitui um elemento importante de confiança quanto ao acerto da opção geral seguida para o gás, o que se expressou no documento justificativo que acompanha a mencionada proposta.

GESTÃO DE RISCOS E DINÂMICA CONCORRENCIAL

A ACEMEL, como comentário geral à proposta colocada a discussão pública refere que, na sua interpretação, esta se encontra alinhada com “(...) uma visão de perfeita securitização do sistema, pressupondo que as empresas são, na sua generalidade, incumpridoras, tornando-se cada mais complexo desenvolver a atividade de comercialização no mercado nacional, uma vez que a tendência parece ser a da criação de mecanismos que impedem o desenvolvimento desta atividade, favorecendo, naturalmente, as empresas maiores, com maior antiguidade e estabilidade no mercado”. Na mesma linha de explanação, a Autoridade da Concorrência expressa a sua preocupação quanto ao facto das regras sobre a gestão de riscos e garantias poderem constituir uma barreira à entrada no mercado.

A este propósito, reitera a ERSE o que foi explanado no documento justificativo da proposta de Diretiva que estabelece o regime de gestão de riscos e garantias para o SEN e para o SNG, que não existe evidência que a introdução do regime aprovado com a Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro (para o setor elétrico) tenha prejudicado a entrada de operadores neste mercado.

Na verdade, faz-se notar que desde a adoção do regime transitório (final de 2018) e a atual proposta entrou em operação no mercado da comercialização de eletricidade um novo comercializador a cada 4 meses, quando, desde 2006 (data da abertura do mercado a todos os segmentos de consumidores) até aí, se havia registado a entrada de um novo comercializador a cada 6 meses.

Em acréscimo, o regime integrado de riscos e garantias pressupõe uma redução efetiva do conjunto de obrigações e dos custos de entrada no mercado, porquanto se permite a consolidação da prestação de garantias (a uma entidade, por oposição a uma prestação em separado aos operadores de rede e ao gestor global do SEN), com os consequentes menores custos administrativos e absolutos (valor da garantia integrada é inferior à soma das garantias individuais).

Do mesmo modo, não se pode deixar de referir que a proposta colocada a consulta pública apresenta mecanismos de regulação assimétrica, que privilegiam os agentes de menor dimensão (com quota de mercado igual ou inferior a 5%) quanto aos valores de garantia que lhes são exigíveis, o que se fundou na análise contínua e sistematizada das condições efetivas de funcionamento do mercado, mediante disposições que não apenas reduzem de forma generalizada os encargos para os agentes (sobretudo quando comparados com a situação precedente), como o fazem com maior garantia de prevenção do risco sistémico.

Justamente, a propósito do risco sistémico e dos eventuais danos reputacionais para os agentes quando se concretiza uma perda de integridade do mercado, a Autoridade da Concorrência refere que “(...) a gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG gera custos económicos e de reputação para os agentes económicos presentes no setor e, desse modo, afeta o funcionamento dos mercados (...)”. Esta alusão no parecer da Autoridade da Concorrência faz-se com paralelismo com a fundamentação vertida pela ERSE no documento justificativo, devendo, em todo o caso esclarecer-se que a interpretação correta do que a este documento apresenta é a inversa da que se poderia obter da referência efetuada como comentário.

Com efeito, recorda a ERSE que, nas sucessivas discussões que já promoveu sobre o tema, foi, por várias vezes, expressa a preocupação desta entidade com o facto da perda de integridade do mercado, nomeadamente por *default* de operadores que o integram, além de custos efetivos para consumidores, acarretar um risco reputacional para os demais operadores. Este risco reputacional, tendencialmente, afeta de forma mais direta a confiança nos agentes entrantes e nos de menor dimensão, beneficiando os agentes incumbentes e já estabelecidos.

É justamente por esta conjugação de circunstâncias, que afetam o salutar desenvolvimento do mercado, que a ERSE entende haver um valor material na adoção de um regime de gestão de riscos e garantias, orientado para obviar as situações de incumprimento, mormente as que possam até consubstanciar um injustificado desequilíbrio das condições de participação em mercado dos diferentes operadores.

TRATAMENTO DE SITUAÇÕES ATÍPICAS

Ainda a respeito do funcionamento global do regime de riscos e garantias, o Conselho Tarifário da ERSE, no que é secundado por opinião expressa no mesmo sentido pela EDP, “(...) recomenda a previsão de uma norma que habilite a ERSE a adotar tempestivamente critérios de valorização das garantias distintos dos seguidos nas regras adotadas se, de forma justificada, se verificarem condições excepcionais que o aconselhem, conferindo previsibilidade e antecipada capacidade de reação”.

A ERSE, reconhece a pertinência da recomendação efetuada, que terá acolhimento na redação final da norma, no sentido e com o propósito referidos pelo Conselho Tarifário. Esta opção encontra, de resto, fundamentação em recentes desenvolvimentos no mercado elétrico – preços e custos no âmbito da gestão global do SEN em dezembro de 2020 e, com origem no mercado diário, em janeiro de 2021 -, que aconselham a que se possa dispor, de forma pontual e transitória, sobre o desenho e recorte das normas relativas ao dimensionamento de garantias, de modo a que estas se ajustem às situações e contingências reais do risco sistémico em condições atípicas de mercado.

Entende ainda a ERSE que a proposta efetuada pelo Conselho Tarifário empresta estabilidade e previsibilidade acrescidas ao edifício normativo, assim contribuindo para uma mais eficaz perceção do regime de garantias por parte dos diferentes interessados.

2.2 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS EM CONSULTA PÚBLICA

Na presente secção explanam-se os comentários formulados pelos participantes no processo de consulta pública que, de forma mais dirigida, se referem ao normativo da proposta de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG. Por mera questão organizativa, e de modo a facilitar a sistematização dos comentários recebidos e a compreensão das decisões da ERSE, tais referências estão organizadas por quatro principais blocos temáticos.

Cabe ainda referir que foram genericamente acolhidos, não sendo aqui explicitados, as sugestões de correção de erros ou gralhas editoriais.

2.2.1 SUJEITOS, EXIGIBILIDADE E TIPO DE GARANTIAS

SUJEITOS ABRANGIDOS E TRATAMENTO DO AUTOCONSUMO

O Conselho Tarifário, a respeito do conjunto de sujeitos abrangidos na aplicação do regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG, refere que constata que o número de agentes abrangidos no mercado do gás é superior ao que se encontra já abrangido no mercado elétrico (acrescem os operadores das infraestruturas). Refere, ainda, que “(...) considera apropriada a exclusão do âmbito de aplicação desta diretiva aos comercializadores de último recurso, na qual parece estar incluído também o comercializador de último recurso grossista”. Na mesma linha, tanto a E-Redes como a própria REN, efetuam comentários semelhantes quanto à não sujeição de, respetivamente, operadores de rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão e facilitador de mercado, à prestação de garantias.

Entende a ERSE dever esclarecer que é correto o entendimento do Conselho Tarifário quanto à exclusão do comercializador de último recurso grossista das regras de prestação de garantia, justamente, porque se enquadra analogamente na atuação dos demais comercializadores de último recurso, bem como quanto ao facilitador de mercado atualmente em funções, que se trata de uma atividade desempenhada pelo comercializador de último recurso.

Do mesmo modo, ainda que verifiquem a singularidade de desempenhar várias atividades em simultâneo através da mesma pessoa jurídica, os operadores de rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão, sempre que atuem como comercializador de último recurso e apenas nesta circunstância, estão isentos da prestação de garantias ao gestor integrado.

Ainda a respeito do âmbito de aplicação do regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG, refere a REN que a “(...) proposta colocada em consulta pública aparenta alargar a isenção a todos os produtores e outros agentes de mercado que no âmbito do autoconsumo individual e coletivo com utilização das redes e as comunidades de energia renovável”, sugerindo que a isenção seja apenas aplicável ao contexto de faturação das tarifas de uso das redes aplicadas pelo operador da rede de distribuição.

Importa, neste contexto, esclarecer que a isenção prevista não decorre da atual proposta colocada a consulta, já integrando a regulamentação que veio a dar origem à Diretiva n.º 2-A/2020, não contendo a atual proposta de regulamentação qualquer alteração neste particular.

Ainda assim, reitera-se que a fundamentação desse mecanismo de isenção assenta na evidência que, para as instalações inseridas no regime de autoconsumo coletivo, existem mecanismos associados à sua própria execução que se substituem à prestação de garantias, designadamente a inviabilidade de afetação de produção por instalações consumidoras associadas, que constitui incentivo bastante ao cumprimento das obrigações relativas ao uso das redes.

Do mesmo modo, no caso da aplicação da tarifa de uso da rede a produtores, o incentivo continua a subsistir, pelo que não parece haver vantagem em incluir estes agentes (autoconsumo) no âmbito objetivo de aplicação do regime de riscos e garantias, incluindo pela complexidade (em virtude da granularidade de agentes) correspondente.

Assim, tendo presentes os comentários recebidos e sem prejuízo dos esclarecimentos atrás mencionados, a ERSE adaptou a redação do quadro regulamentar, de modo a tornar mais explícito o regime aplicável aos comercializadores de último recurso, em todas as suas atividades.

GARANTIAS EM ESPÉCIE E GARANTIA SOLIDÁRIA

O Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE, a respeito da possibilidade proposta de serem prestadas garantias em espécie, sob a forma de volumes de gás depositados nas infraestruturas, vieram considerar, nos respetivos pareceres, que “(...) a prestação de garantia com quantidades de gás tituladas pelo agente não parece representar um meio particularmente eficaz para o garantir, na medida em que seria necessário definir volumes adicionais a imobilizar, através de metodologia de cálculo que, preferivelmente, deveria ser o mais transparente e previsível possível”, recomendando a não adoção desta forma de prestação de garantia.

Por outro lado, ainda que relacionado com este mesmo tema, ACEMEL, Autoridade da Concorrência, EDP e REN, referiram questões de complexidade na implementação, verificação ou mesmo mobilização desta modalidade de garantia, que, em sua opinião, merecem ponderação quanto à sua adoção.

A ERSE compreende as reservas apresentadas quanto à prestação de garantia em espécie (apenas disponível para o setor do gás), mormente quanto à forma de a mobilizar, verificar ou executar, que, como descrito no próprio documento justificativo requer critérios de valorização das quantidades depositadas como garantia.

Refira-se que a intenção da ERSE foi a de disponibilizar aos agentes uma possibilidade adicional (e não uma obrigação), de modo a que pudessem dispor sobre quantidades de gás depositadas nas infraestruturas e que não se encontrassem vinculadas a qualquer outra obrigação. Não integrava o espírito da proposta a intenção de vincular os agentes à constituição de *stocks* de gás especificamente destinados a serem utilizados como garantia, antes possibilitando que, havendo tais volumes e sendo essa a opção do agente, permitir utilizar como garantia inventários de gás comercialmente ociosos.

Atentas as reservas expressas, a ERSE abandona esta possibilidade, mormente porque importaria que a generalidade dos agentes percecionasse tal opção como vantajosa para os seus interesses e para o SNG, o que não foi o caso. Assim, na redação final da norma, deixa de constar a possibilidade de prestação de garantias em espécie.

Ainda a respeito da prestação de garantias, modalidades e tipo de garantias previstas na regulamentação, a Dourogás questiona se, para constituição da contribuição individual para a garantia solidária, são admissíveis todas as modalidades previstas na proposta. Esta entidade refere ainda que, apesar de compreender que a existência de uma garantia solidária encontrar fundamento no quadro legal, a sua existência não terá paralelo noutros mercados. Também a EDP, nos seus comentários, vem questionar o carácter específico (consideração em separado) da garantia solidária a cada um dos setores abrangidos (eletricidade e gás).

Entende a ERSE dever esclarecer que a regulamentação não impede, nem se pretende que impeça, a constituição da contribuição individual para a garantia solidária através de qualquer uma (ou de todas) as modalidades admissíveis no quadro da mesma regulamentação. Caberá, pois, aos agentes a escolha do formato no qual constituem as suas garantias no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias.

Por outro lado, a respeito da existência de uma garantia solidária, esta corresponde efetivamente ao que é prescrito no Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho (para a eletricidade) e no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto (para o gás), considerando a ERSE que constitui um mecanismo particularmente sólido de gestão do risco sistémico que permite, inclusivamente, que a valorização das garantias exigíveis a cada agente sejam menores que as que ocorreriam na sua ausência e por aplicação do quadro normativo anterior. E tal acontece sem que o sistema se exponha a maior risco por essa redução de garantias, antes havendo um compromisso solidário de todos os agentes quanto à gestão do risco sistémico.

Quanto à especificidade da componente de garantia solidária para cada um dos dois setores, a ERSE reitera o entendimento que assim deverá ser, por força da sua correspondência ao perímetro de solidariedade entre agentes na gestão do risco sistémico, a que atrás se referiu.

Com efeito, quer quanto à sua valorização, quer ainda quanto à sua execução, a garantia solidária tem um vínculo específico e direto ao setor a que respeita, não se podendo ou devendo considerar valores de garantia solidária de forma cruzada entre setores (da eletricidade para o gás e vice-versa). Tal não impede, contudo, que, na constituição dos valores de garantia que lhe são exigíveis, um agente não possa corresponder aos mesmos com um único instrumento, ainda que a diferenciação de setor deva estar devidamente salvaguardada.

2.2.2 VALORIZAÇÃO DE RESPONSABILIDADES E CÁLCULO DE GARANTIAS

METODOLOGIA DE VALORIZAÇÃO DA GARANTIA

O Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE, a respeito dos critérios seguidos para determinação do valor exigível de garantia, em particular no que se refere aos encargos e responsabilidades no âmbito da gestão global do SEN e na gestão técnica global do SNG, vieram expressar que consideram mais ajustada a utilização e consideração de valores médios de responsabilidades naqueles referenciais que a proposta consideração do valor máximo observado nos 90 dias precedentes. No mesmo sentido pronunciaram-se a ACEMEL, a Autoridade da Concorrência, a Ecochoice, a EDP e a Fortia.

Na fundamentação geral dos comentários formulados pelas citadas entidades, são mencionados os aspetos de maior volatilidade na constituição de garantias que pode advir da consideração de valores máximos de responsabilidades, bem como o facto das responsabilidades no contexto da gestão global do SEN e na gestão técnica global do SNG não serem integralmente controláveis pelo agente de mercado.

Em acréscimo à questão relacionada com a consideração de valores máximos ou médios das responsabilidades no quadro da gestão global do SEN e na gestão técnica global do SNG, a EDP vem ainda aduzir a consideração de valores de acerto para determinação da garantia exigível.

A ERSE, a respeito dos critérios e modo de determinação das garantias exigíveis no quadro das responsabilidades no âmbito da gestão global do SEN e na gestão técnica global do SNG entende dever

acolher a recomendação formulada pelos Conselho Consultivo, Conselho Tarifário e demais entidades atrás mencionadas, passando a redação final da norma a considerar o valor médio das responsabilidades do agente nos 90 dias anteriores ao do respetivo cálculo. Entende, ainda assim, a ERSE, que se deverá manter a dedução dos direitos de recebimento que, no mesmo perímetro de responsabilidades, o agente detenha sobre o sistema, o que contribui para ajustar de forma mais efetiva a garantia a prestar ao real valor das responsabilidades em aberto do agente.

Já quanto à consideração das rúbricas de acerto, sugerida pela EDP, entende a ERSE que o atual quadro normativo estabelece o que deve constar da liquidação de responsabilidades dirigida aos agentes, pelo que as melhorias e aprimoramentos no processo de faturação de responsabilidades (por adequação à real constituição de encargos em base temporal) se deve obter noutra perímetro de regulamentação e não por complexificação do regime de gestão de riscos e garantias.

REGULAÇÃO ASSIMÉTRICA E PRAZOS A CONSIDERAR PARA GESTÃO DE RISCO

Nos seus comentários específicos, a ACEMEL, Ecochoice, EDP, Fortia e Portgás, tecem comentários quanto ao número de dias a considerar para efeitos de valorização das responsabilidades do agente e, com estas, da própria garantia a prestar. Os comentários referem aspetos distintos e, nalguns casos, conflituantes entre si, designadamente quanto à existência de mecanismos de regulação assimétrica.

Em concreto, é, por um lado, referido que a regulamentação proposta determina a consideração do número de dias de faturação a que acresce o número de dias de pagamento concedidos ao agente e dois dias adicionais de tolerância na gestão dos pagamentos, o que a EDP considera que, no “(...) caso particular do ciclo de faturação mensal, (...) as regras agora propostas para o cálculo do parâmetro di, terão, em alguns casos, um impacto muito significativo no valor das garantias a prestar pelos Agentes, implicando a prestação de uma garantia fortemente desproporcionada, face à real expressão material” das responsabilidades em aberto. Em sentido diverso, a Portgás refere que “(...) a regra de consideração de uma média diária suportada nos últimos 3 meses pode revelar-se menos adequada, podendo ser insuficiente para cobrir meses de maior faturação, no período de inflexão da curva, e, logo, assumir-se uma responsabilidade menor”.

Por outro lado, a respeito da consideração de mecanismos de regulação assimétrica, por exemplo, a ACEMEL considera “(...) que 15 dias (ao invés de 20) seria mais condizente para agentes com quotas de

mercado inferiores a 5%, em caso de faturação mensal”, enquanto a EDP refere que “(...) ainda que se possa considerar que existam Agentes, tais como os produtores, que representem um menor risco para ambos os sistemas, devido à natureza da sua atividade, esta não será certamente a situação dos comercializadores de menor dimensão, já que o grau de exposição ao risco destes não é inferior ao dos restantes comercializadores”.

A respeito destes temas, a ERSE entende dever reiterar que a proposta considera um valor diário médio de responsabilidades, o qual deverá ser aplicado para estimar um volume também médio de responsabilidades em aberto do agente, em função do número de dias integrados em cada fatura (que têm consideração individualizada nos fluxos de informação ao gestor integrado de garantias) e do respetivo crédito concedido, acrescido de dois dias de tolerância no pagamento das responsabilidades. Deste modo, não existe aqui uma avaliação desproporcionada das responsabilidades de cada agente, o que, de resto, é patente no comentário em sentido diverso ao da EDP que foi formulado pela Portgás (que sustenta justamente o inverso – subvalorização de responsabilidades do agente).

Assim, a ERSE entende dever manter a redação da norma colocada a consulta pública, sem prejuízo de, em sede de implementação técnica da regulamentação por parte do gestor integrado de garantias, se assegurar o correto acolhimento da norma e a sua boa implementação.

Já no que respeita à consideração de normas de regulação assimétrica, em que se torna patente a existência de opiniões contrárias por parte de alguns agentes, a ERSE clarifica que a consagração destes mecanismos obedece ao propósito de se buscar um equilíbrio adequado entre a promoção do bom funcionamento do mercado por via da cobertura dos riscos sistémicos e a promoção desse mesmo mercado por via da promoção da pluralidade de agentes. Ora, nos comentários recebidos, se, por um lado, é sugerido que os agentes de menor dimensão devam assegurar um valor de garantia ainda mais reduzido que o atual, por outro lado, sugere-se o seu inverso, por se considerar que não constituem risco menor que os demais comercializadores.

Em todo o caso, a ERSE entende que a experiência de aplicação da regulação assimétrica, incluindo neste particular da gestão de riscos e garantias, tem demonstrado que se alcançou um equilíbrio relativamente estável entre a cobertura dos riscos sistémicos e a entrada e desenvolvimento de novos agentes, pelo que não se considera haver justificação para alterar os elementos constantes da proposta. Faz-se notar, ainda, a existência de mecanismos complementares de estabilização automática do risco dos agentes (por

exemplo a adequação do prazo de crédito concedido), que permitem que se ajuste a posição de risco de cada agente em função da sua situação e atuação concretas.

Por fim, cabe mencionar que, ainda a respeito da regulação assimétrica, o quadro regulamentar proposto e que a ERSE entende manter em redação final, faz sobrepor a existência de tais mecanismos com fatores de diferenciação de risco, nomeadamente por aplicação de normas prudenciais assessórias (vide inibição de constituição de novos clientes em carteira quando se excede um determinado limiar de incumprimentos) ou efetiva diferenciação da garantia a prestar pelos agentes como função do cumprimento ou incumprimento que venham a observar. Daqui decorre, um benefício evidente para o mercado como um todo, na medida em que se consegue dotar de mais concorrência um mercado ainda muito concentrado do lado da oferta e de acrescida integridade por via da diferenciação do risco (que premeia os cumpridores e penaliza os incumpridores).

CICLOS DE CONSTITUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES E AUSÊNCIA DE HISTÓRICO

A respeito dos ciclos de constituição de responsabilidades, o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário expressaram, nos seus respetivos pareceres, uma concordância genérica com a possibilidade de se enquadrar a existência de uma faturação de base mensal no apuramento de responsabilidades dos agentes, aconselhando, todavia, à previsão de um período de adaptação de sistemas e procedimentos por parte dos operadores. A E-Redes expressa-se, sobre esta matéria, no mesmo sentido, enfatizando a necessidade de uma análise de impacto e a definição de um período de implementação.

Neste contexto, importa referir que a proposta colocada a consulta considerou a possibilidade de existir ciclo de constituição de responsabilidades de base semanal, por acréscimo ao habitual e já existente ciclo mensal, o que não corresponde a determinar a sua adoção por parte dos operadores, em particular os operadores de rede.

Em todo o caso, estando em apreciação a extensão do regime de gestão de riscos e garantias ao mercado do gás e tendo, para este mesmo mercado, ocorrido uma recente discussão sobre o desenho das regras do mercado à vista e sua articulação com a gestão técnica global do SNG – que, em conceito, incluiu a possibilidade de ciclos de faturação de responsabilidades de base semanal – não poderia deixar de se considerar esta possibilidade no quadro regulamentar a discussão.

Acresce ao atrás referido que, no entender da ERSE, o quadro regulamentar aplicável à gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG não pode nem deve constituir uma barreira ao desenvolvimento de outras regulamentações, devendo prever com anterioridade e de modo a poder ser perene, a circunstância de se poder evoluir para ciclos de faturação mais reduzidos que os atuais. Tal evolução, é mais provável no conjunto de responsabilidades associadas à gestão global do SEN ou à gestão técnica global do SNG que a outras responsabilidades – refira-se, como exemplo, que o aprovisionamento de energia em mercado grossista se efetua com liquidações semanais – e, a fazer-se, não deixará se envolver uma adequada discussão e avaliação por parte de todos os interessados.

Por outro lado, a respeito da possível volatilidade das responsabilidades nos ciclos de faturação existentes, EDP e REN efetuam comentários específicos que, num caso (EDP) sugerem que, mediante manifestação de vontade expressa do agente, o gestor integrado de garantias possa adequar de forma automática o prazo de crédito concedido ao agente para assim acomodar a volatilidade ou evolução extemporânea das responsabilidades (e da garantia exigível) e, noutro caso (REN), referem haver vantagem em que o parâmetro F_i possa acomodar as especificidades (variabilidade) das responsabilidades de agentes que atuam na produção (hídrica ou fotovoltaica, a título de exemplo).

Neste particular, entende a ERSE que não pode a regulamentação em apreço estabelecer no sentido proposto, na medida em que, por um lado, não cabe ao gestor integrado de garantias dispor autonomamente sobre uma relação que se estabelece entre o agente de mercado e um outro operador regulado, salvo na circunstância de se lhes solicitar a atualização dos prazos de pagamento para adequar o nível de crédito ao risco percecionado daquele agente e, por outro lado, não é aconselhável que a regulamentação adote um nível de desagregação excessivo, que pode ser penalizador da sua boa implementação e execução.

Num outro plano, a Autoridade da Concorrência veio referir que “(...) devem ser equacionadas formas alternativas à prestação de garantias de alcançar o objetivo em causa que sejam menos restritivas da concorrência”, sugerindo a otimização da “(...) monitorização de desvios entre a energia elétrica adquirida ex-ante e a energia elétrica fornecida em cada dia por cada agente de mercado”. Refere ainda esta entidade que, na sua interpretação do quadro regulamentar, “(...) os agentes de mercado que não tenham um histórico de cumprimento terão uma discriminação negativa, que é crescente com o nível de incumprimento verificado”.

A ERSE, sobre estes dois aspetos, relembra que existem mecanismos de regulação assimétrica, tanto no desenvolvimento proposto, como no restante edifício regulamentar, que se orientam para promover a participação plural de agentes no mercado da energia, reduzindo as barreiras à participação nestes mesmos mercados.

Em todo o caso, ainda que se não tenha claro o quadro de concretização da otimização sugerida pela Autoridade da Concorrência relativamente à gestão de desvios e desequilíbrios, cabe destacar que os referenciais de mercado existentes já permitem um ajustamento de posições dos agentes praticamente até ao tempo real, de resto em linha com o que estabelece o *target model* europeu para os mercados elétrico e do gás, permitindo, com isso, que se minimizem os desvios ou desequilíbrios e, conseqüentemente, os encargos respetivos.

Deve ainda mencionar-se que, no tocante ao tratamento dos agentes sem histórico, a regulamentação colocada a consulta pública não presume, nem o incumprimento de responsabilidades, nem o seu integral cumprimento, atribuindo aos agentes nestas circunstâncias um parâmetro unitário na determinação da garantia exigível, o que, por sua vez, corresponde a não majorar nem minorar a garantia exigível ao agente.

Não existe, pois, uma discriminação negativa destes agentes e, existindo qualquer tipo de discriminação ela é positiva, porquanto se lhes aplica a regra de minoração do número de dias a considerar para efeitos de apuramento de garantia exigível que se adota para todos os comercializadores com quota de mercado até 5%.

2.2.3 VERIFICAÇÃO E LIBERTAÇÃO DE GARANTIAS

PRAZO PARA REPOSIÇÃO DE GARANTIAS E ATUAÇÃO DE NORMAS COMPLEMENTARES

A respeito do prazo estabelecido para a reposição de garantias, o Conselho Tarifário expressou que “(...) não obstante considerar que a atividade associada ao crescimento da carteira de clientes de um agente, implica, em simultâneo, o desenvolvimento de todas as diligências tendentes à concretização das respetivas responsabilidades contratuais”, se recomenda que “(...) a ERSE confirme a inexistência de constrangimentos ao cumprimento dos prazos (...) para entrega das novas garantias”.

No mesmo sentido, ACEMEL, Dourogás e Ecochoice expressaram opinião que o prazo de 5 dias úteis para a reposição de garantia é considerado curto para o contexto de prestação, designadamente, de garantia bancária. No caso da ACEMEL, é referido que o “(...) prazo de 5 dias úteis que atualmente vigora constitui uma forte barreira ao desenvolvimento do mercado liberalizado e à concorrência desejável no sector, apelando a ACEMEL para sua revisão para um intervalo temporal (ainda apertado) de até 10 dias úteis”.

No que concerne a esta questão, importa ressaltar que a proposta colocada a consulta reforçou o regime de pré-aviso para a constituição ou reforço de garantias, aumentando o número de pré-avisos e a sua antecedência face à ocorrência da circunstância que despoleta o prazo objeto de comentário. Importa também referir que, além dos mencionados 5 dias úteis, acrescem outros 5 dias sobre os iniciais até que se entre numa situação de incumprimento mais material do quadro regulamentar, no que perfaz, assim, um total de 10 dias úteis até qualquer atuação concreta por parte do gestor integrado de garantias.

Ora, a conjugação do aumento dos níveis de alerta prévio aos agentes com a existência de um prazo suplementar, torna possível ao agente, no entender da ERSE, atuar para a adequada resposta às necessidades de constituição de garantia, que são, antes de mais, também uma decorrência da sua própria atuação comercial ou empresarial.

Deve, ainda, atender-se a que a existência de várias possibilidades para a prestação de garantia – e não apenas a garantia bancária, como é subentendido nos comentários formulados – constitui um elemento adicional de flexibilização da resposta por parte dos agentes, o qual pode e deve ser tido em consideração.

De todo o modo, atenta a situação particular que se vive na economia nacional e no contexto do sistema financeiro em particular, entendeu a ERSE alargar o prazo inicial para atualização de garantias para 8 dias úteis. Sem prejuízo, é de sublinhar que cabe aos agentes assegurarem o cumprimento das suas obrigações de forma consequente com a sua atuação em mercado – o crescimento de carteira, que conduz, em última instância, ao crescimento de responsabilidades e de garantias exigíveis é do conhecimento dos comercializadores com muita antecedência face ao momento em que se torna exigível a atualização da garantia. Pelo que, o prazo real ao dispor daqueles agentes é bem mais amplo que o que dispõe o gestor integrado de garantias para fazer a adequação entre responsabilidades constituídas e garantias que as colateralizem no contexto regulamentar.

No que concerne à atuação de normas prudenciais complementares, o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário expressaram, nos seus pareceres, o entendimento que é recomendável “(...) a introdução de um mecanismo de pré-aviso à solicitação de inibição e execução de garantias, de forma a permitir aos visados uma eventual contestação ou clarificação da situação” (Conselho Consultivo) e se reputa de “(...) fundamental assegurar um sistema saudável e sustentável de garantias, dotado nomeadamente de mecanismos que permitam detetar precocemente situações de incumprimento e a respetiva correção com celeridade” (Conselho Tarifário).

A este propósito, entende a ERSE reiterar que, nos termos do já existente quadro regulamentar para o setor elétrico e do que é agora proposto para os setores elétrico e do gás, se disponibiliza aos agentes de mercado informação de base diária, que lhes permite acompanhar a sua situação concreta no que se refere à gestão de riscos e garantias. Em concreto, os agentes de mercado recebem do gestor integrado de garantias toda a informação necessária a uma validação diária das exigências que lhes possam ser dirigidas e sabem, de antemão relativamente àquela entidade, o estado de cumprimento das suas responsabilidades.

Por conseguinte, a ERSE considera que os agentes de mercado, em particular os comercializadores, já dispõem dos mecanismos sugeridos pelo Conselho Consultivo, para anteciparem as eventuais situações de inibição e execução de garantias a que estejam sujeitos. De resto, a atuação tempestiva pelo gestor integrado de garantias, sempre que necessário para suprir as falhas de cumprimento dos agentes (seja por via de inibição de constituição de novos clientes em carteira, no caso de comercializadores, seja ainda por via da ativação das garantias constituídas), é justamente o elemento que garante o funcionamento do mercado de forma mais íntegra e equilibrada, como é referido pelo Conselho Tarifário.

Confluyente com a existência de normas prudenciais complementares, a E-Redes e a Portgás formulam comentários que vão no sentido de se dever esclarecer, no corpo da regulamentação, a responsabilidade e o mecanismo pelo qual se concretiza a inibição de constituição de clientes em carteira de comercialização, nomeadamente quanto ao fluxo de informação a adotar para o efeito.

Em concreto, crê a ERSE que estes comentários visam tornar mais específico o dever de articulação entre o gestor integrado de garantias e o operador logístico da mudança de comercializador relativamente à comunicação da referida inibição, quer quanto ao seu início, quer quanto ao seu término. Nessa medida, a ERSE decidiu acolher a sugestão formulada e concretizou na redação final da regulamentação que, cabe

ao gestor integrado de garantias comunicar, sempre que necessário e quando tal seja determinado pela aplicação da presente regulamentação, ao operador logístico da mudança de comercializador o início e o fim da inibição de constituição de clientes em carteira de comercialização.

PRAZO PARA DEVOLUÇÃO DE GARANTIAS EXCEDENTÁRIAS

O quadro regulamentar prevê a possibilidade de serem devolvidas ao agente de mercado as garantias que este tenha constituídas em excesso das que lhe são diretamente exigíveis. Esta devolução tem um caráter opcional e acontece mediante solicitação do agente dirigida ao gestor integrado de garantias. Neste particular, o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário, recomendam que seja estabelecido um prazo explícito na regulamentação para que o gestor integrado de garantias proceda à libertação de garantias, “(...) após solicitação justificada por parte do agente”.

Em sentido análogo às recomendações de Conselho Consultivo e Conselho Tarifário, pronunciaram-se ACEMEL, Autoridade da Concorrência, Dourogás, EDP e Portgás.

A ERSE reconhece a pertinência das recomendações do Conselho Consultivo e Conselho Tarifário, bem como os comentários similares, tendo incluído na redação final da regulamentação um prazo de 2 dias úteis para que o gestor integrado de garantias proceda à devolução das garantias excedentárias, após solicitação do agente. Ainda assim, convirá referir que o espírito da regulamentação já existente para o setor elétrico e da proposta agora discutida, que incluía a sua extensão ao setor do gás, é o da resposta tempestiva do gestor integrado de garantias relativamente ao conjunto de obrigações e solicitações que lhe são aplicáveis ou dirigidas. A concretização de um prazo tem, pois, o propósito da explicitação, como sugerido no âmbito da consulta pública.

MOBILIZAÇÃO DE GARANTIAS E SUSPENSÃO DE CONTRATOS

No âmbito da mobilização de garantias, a ACEMEL referiu que, ainda que a proposta de alteração regulamentar mencione a possibilidade de se mobilizar garantia entre setores, esta opção está apenas acessível ao conjunto de garantias diretamente constituídas junto do gestor integrado de garantias, situação que considera dever ser revertida. Num plano semelhante, a EDP considera que caberia ao gestor integrado de garantias efetuar a mobilização conceptual das garantias, sempre que necessário.

A este propósito, ainda que se compreenda o interesse manifestado pela ACEMEL, entende a ERSE existirem situações de elevada complexidade jurídica que aconselham que as garantias que se constituíram de forma transitória junto do gestor integrado de garantias, mediante a sua consignação, não devem extravasar o setor a que respeitam. Em todo o caso, esta situação será ultrapassada à medida em que se substituam as garantias prestadas (inicialmente aos operadores de rede ou gestor global do SEN), por outras que se constituam junto do gestor integrado de garantias diretamente.

Ainda a respeito da mobilização de garantias, havendo na proposta a possibilidade de se substituir a ativação da contribuição para a garantia solidária por uma prestação em numerário, entende o Conselho Consultivo que esta possibilidade é positiva, alertando o Conselho Tarifário para que se deve assegurar “(...) o carácter de último recurso desta garantia solidária para mitigar o risco de sobrecustos gerados a suportar pelos agentes”. Importa, neste contexto, referir que a consagração da possibilidade de se fazer substituir a ativação de garantia prestada (num outro meio que não o numerário) a título de contribuição individual para a garantia solidária em nada altera a ordem de atuação na execução das garantias, que coloca o recurso à garantia solidária como a última instância de execução e apenas na circunstância das rúbricas individuais do agente incumpridor se manifestarem insuficientes.

Também a respeito da mobilização de garantias, refere a E-Redes que a regulamentação deveria clarificar a circunstância dos planos de regularização de dívidas, designadamente quanto à possibilidade de mobilização das garantias em situação de incumprimento desse mesmo plano.

Entende a ERSE que, havendo pertinência em parte do comentário suscitado, que a regulamentação deve clarificar o enquadramento dos mencionados planos de regularização de dívidas, a redação final foi alterada no sentido de precisar, também, as circunstâncias em que se pode requerer a devolução de garantias excedentárias ao valor exigível apurado pelo gestor integrado de garantias.

Por fim, e também no quadro da mobilização de garantias, a REN refere que “(...) não está explicitado como os montantes executados da garantia solidária que foi prestada pelos agentes de mercado por conta de incumprimento de um outro agente de mercado, são transferidos para os operadores do SEN e SNG que apresentam dívidas”.

A este respeito, deve relembrar-se que a execução de garantias por parte do gestor integrado de garantias não tem outro propósito que não o de suprir os incumprimentos que sejam identificados e que derivam da

comunicação, pelos meios estabelecidos, dos operadores de rede ou de infraestrutura e gestor global do SEN e gestor técnico global do SNG. No mesmo sentido, deve ter-se presente que a execução de garantia solidária é específica a cada setor, pelo que não existe qualquer mecanismo de rateio entre os agentes de um ou outro setores neste particular.

A ERSE sublinha, na sequência do comentário atrás referido da REN, que a execução de garantias na forma prevista e na base da comunicação de operadores quanto a incumprimentos de agentes de mercado, não desonera os primeiros de assegurarem o cumprimento das normas que lhe sejam aplicáveis, sob pena de não poder ser acionada a garantia para suprir incumprimentos que são também resultado de falha ou omissão do operador.

INIBIÇÃO DE CARTEIRA E FORNECIMENTO SUPLETIVO

A respeito da última atuação no âmbito da gestão integrada de riscos e garantias e que se prende com a cessação de contratos e correspondente ativação de fornecimento supletivo no caso do agente incumpridor ser um comercializador, a E-Redes vem sugerir que a regulamentação “(...) acautele a definição dos fluxos de informação necessários até ao fornecimento supletivo dos clientes, nomeadamente a identificação das entidades envolvidas, dos prazos envolvidos e na definição de como se deve ser realizado o processo de migração”. Num contexto similar, a REN vem sugerir que a consideração do fornecimento supletivo se faça também para a agregação de produtores, inserindo-os na carteira do facilitador de mercado.

A ERSE considera que, no tocante à concretização do procedimento de ativação do fornecimento supletivo, esta não deve ser efetuada na presente regulamentação, antes cabendo – como previsto no próprio Regulamento de Relações Comerciais – no âmbito das regras pelas quais se gere a mudança de comercializador, que estabelece prazos e procedimentos para a identificação de instalações de consumo nas carteiras dos diferentes agentes.

Em todo o caso, sendo a referência e a sugestão relativas à concretização da articulação entre entidades que aplicam regulamentação, a ERSE, como já atrás referido neste documento, concretiza, na redação final da regulamentação, que cabe ao gestor integrado de garantias a articulação direta com o operador logístico de mudança de comercializado quanto à figura da inibição o que, por maioria de razão, é válido também para a cessação da operação de um agente comercializador.

Já no que concerne à sugestão avançada pela REN de estender o regime supletivo à agregação de produção, a ERSE considera que não existe habilitação legal para tal, na medida em que não existe para a produção o mesmo dispositivo legal – constante da legislação de base – que está clarificado para o consumo. Em acréscimo, o quadro legal que transitoriamente atribui ao comercializador de último recurso a operação enquanto facilitador de mercado é claro ao estabelecer um limite de potência (1 MW) para a agregação por este agente, pelo que para os produtores que excedam esse limiar se continuaria a colocar a situação. Neste sentido, a redação final da regulamentação não acolhe a sugestão da REN, desde logo pela inexistência de um quadro legal que a habilite de forma clara.

2.2.4 FLUXOS DE INFORMAÇÃO, REGULAÇÃO DO GIG E NORMAS TRANSITÓRIAS

FLUXOS DE INFORMAÇÃO

A respeito da concretização e operacionalização de fluxos de informação constantes do quadro regulamentar, é efetuada pela Autoridade da Concorrência a consideração de que, havendo agentes de mercado que integram a estrutura acionista da entidade que assegura a atividade de gestor integrado de garantias, a comunicação de informação relativa a operação diária do regime de gestão de riscos e garantias deveria ser objeto de reavaliação, “(...) tomando em consideração o seu impacto na dinâmica concorrencial no mercado”.

A este propósito, entende a ERSE dever sublinhar que a atribuição da atividade de gestor integrado de garantias se fez em recorte legislativo, sendo necessária a troca de informação operacional para a concretização de tal atividade. Acresce que, no exercício das suas funções, o gestor integrado de garantias deve obedecer aos princípios consagrados na lei e na regulamentação, que incluem a igualdade de tratamento e de oportunidades relativamente a todos quantos interagem com esta atividade. Do mesmo modo, o quadro regulamentar inclui um conjunto de disposições relativas a procedimentos de auditoria e controlo da atuação do gestor integrado de garantias, os quais, entre outros objetivos, visam assegurar o bom cumprimento das obrigações legal e regulamentarmente impostas ao gestor integrado de garantias.

Ainda, no que concerne à situação mencionada pela Autoridade da Concorrência, cabe referir que a entidade que assegura a atividade de gestor integrado de garantias integra grupo económico (grupo OMI) que gere transações de energia e a sua liquidação, gerindo informação que é comercialmente muito

sensível e, por conseguinte, já sujeita a um quadro geral de reserva da informação a que acede que é muito estrito, sem que se tenha registado no passado qualquer incidente de partilha indevida de dados ou informação de agentes com as características que se podem pressupor da preocupação manifestada pela Autoridade da Concorrência.

Também no tocante a fluxos de informação, a Ecochoice, a EDP e a REN tecem considerações, quer quanto a uma pretendida maior dinâmica da interação entre intervenientes no que respeita a troca de informação, quer quanto a disponibilização de informação adicional por parte do gestor integrado de garantias. Em concreto, a Ecochoice refere que o gestor integrado de garantias deve “(...) ser dinâmico e as comunicações e atualizações serem refletidas a todo o momento e comunicadas às entidades relacionadas imediatamente, sendo que estas, devem igualmente acionar os processos automaticamente”. Já a EDP refere que os agentes deveriam dispor “(...) atempadamente e de forma regular, da informação relativa ao valor da garantia solidária”, referindo a REN que, em sua opinião, se deveriam prever fluxos de informação para identificação da parcela dos encargos do agente coberta por garantias individuais e, nesse sentido, qual a relação entre garantias exigíveis e efetivamente constituídas.

A este respeito, a ERSE entende dever esclarecer que os agentes têm ao seu dispor informação com periodicidade diária, que lhes permite o acompanhamento da sua situação específica relativamente à constituição de garantias.

Já o gestor integrado de garantias, no quadro da regulamentação e dos deveres que lhe estão atribuídos, deve atuar tempestivamente relativamente ao que se encontra previsto no quadro regulamentar e sempre por respeito aos prazos aí instituídos, sendo que a não previsão de prazos determina a atuação imediata por parte deste agente.

Tal não deve, em todo o caso, significar que ao gestor integrado de garantias se deva impor uma atuação que observe uma frequência superior a uma interação diária com as restantes entidades com as quais deve interagir, devendo sublinhar-se que um sistema de comunicação com todas as entidades em tempo real pressupõe custos e complexidade que não geraria benefício significativo para os sistemas elétrico e do gás como um todo.

Quanto ao comentário formulado pela EDP, relativo a existência de informação suficiente e regular que permita antecipar as exigências dirigidas ao agente, a ERSE, reconhecendo a sua pertinência, procedeu a

alteração do articulado final da regulamentação, para prever a disponibilização de informação do gestor integrado de garantias aos agentes de mercado, que permita assegurar aquela finalidade.

No que toca à previsão de fluxos de informação adicionais e específicos, como sugerido pela REN, entende a ERSE que esses fluxos dificilmente se enquadram num modelo em que se atribui ao gestor integrado de garantias um papel centralizador da responsabilidade de verificar e assegurar a constituição de garantias para o montante exigível, não cabendo ao gestor global do SEN, gestor técnico global do SNG ou operadores de rede e de infraestruturas outro papel que não o envio atempado da informação (responsabilidades e sua liquidação) que concorre para a determinação dos valores globais de garantia exigível aos agentes de mercado.

REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE GESTÃO INTEGRADA DE GARANTIAS

A respeito da regulação da atividade de gestão integrada de garantias, a Autoridade da Concorrência veio referir, nos seus comentários em consulta pública, que “(...) seria importante a clarificação pela ERSE de quais os mecanismos existentes para assegurar a eficiência do gestor integrado de garantias e de que forma esses mecanismos tornam desnecessária a introdução no modelo de remuneração dessa entidade de incentivos à melhoria da sua eficiência (...)”.

Também a respeito regulação desta atividade, a GGND referiu que a proposta da ERSE colocada em consulta pública “(...) tem subjacente um pressuposto de neutralidade financeira, no que respeita às tarifas, considerando a ERSE que os custos deixarão de acontecer nos operadores para ocorrerem no GIG”, tecendo considerações com a regulação das atividades de distribuição de gás, designadamente quanto a parâmetros de eficiência.

Ora, entende a ERSE que a respeito da regulação da atividade de gestão integrada de garantias, deve reiterar-se que as metodologias de regulação com incidência tarifária têm tratamento regulamentar específico e a sua concretização é sujeita a processo anual de proposta, análise e decisão, que envolve o Conselho Tarifário, sendo, por conseguinte, exterior a esta regulamentação de base procedimental e operacional. O mesmo se deve aplicar ao que se refere à regulação da atividade de distribuição de gás, ou outra atividade que se articule com a gestão integrada de riscos e garantias.

NORMAS E DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

A respeito de prazos de adaptação ao contexto regulamentar colocado em consulta pública, no seu parecer o Conselho Tarifário refere que “(...) o prazo de 120 dias parece insuficiente quer pela limitação de recursos quer pelo risco inerente à necessidade de se proceder a alterações críticas em simultâneo. Deste modo, o CT sugere o alargamento do prazo de implementação em consonância com os prazos de implementação das restantes alterações regulamentares”. Em sentido similar pronunciaram-se ACEMEL, GGND, Portgás e REN.

A ERSE, reconhecendo pertinência nos comentários formulados, incorpora na redação final da regulamentação um prazo de 150 dias, e não de 120 dias, o qual, em todo o caso se considera não dever ser mais amplo, na medida em que, por um lado se elimina a possibilidade de prestação de garantias em espécie que acarretaria complexidade procedimental, e, por outro lado, se tem presente que, de forma ainda que informal, há uma avaliação preliminar de requisitos que o gestor integrado de garantias já vem efetuando relativamente ao setor do gás. Entendeu também a ERSE dever incluir, nas disposições finais e transitórias da regulamentação a publicar, norma que salvaguarde que as referências e remissões efetuadas no passado à Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, nomeadamente em documentação de base contratual ou equiparada, se consideram efetuadas à regulamentação a publicar, de modo a evitar um eventual vazio legal que a revogação da citada Diretiva n.º 2-A/2020 pudesse gerar.

