



ERSE - Consulta Pública **n.º 113/2023**

Revisão Regulamentar do Setor Elétrico,
com extensão aos Setores do Gás e do GPL
Canalizado

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP

31 de maio de 2023

Índice

1	Enquadramento	8
2	Comentários transversais à revisão regulamentar colocada a consulta pública	8
2.1.1	Prazo de resposta da consulta pública n.º 113	8
2.1.2	Prazos de implementação	9
2.1.3	Projetos-Piloto – comentário transversal	10
2.1.4	Dados Pessoais	10
2.1.5	Serviços de Sistema e Serviços de Flexibilidade	11
3	Regulamento de Relações Comerciais.....	13
3.1	Comentários Gerais	13
3.1.1	Rede de Distribuição Fechada	13
3.2	Comentários Específicos.....	14
3.2.1	Artigo 2.º Siglas e definições	14
3.2.2	Artigo 15.º Obrigação de apresentação de propostas contratuais	15
3.2.3	Artigo 16.º Conteúdo da proposta contratual.....	16
3.2.4	Artigo 18.º Serviços opcionais.....	17
3.2.5	Artigo 19.º Período de fidelização	17
3.2.6	Artigo 21.º Legitimidade para a contratação	18
3.2.7	Artigo 22.º Contrato de fornecimento	18
3.2.8	Artigos 23.º a 27.º Prestação de caução.....	19
3.2.9	Artigo 29.º Comunicação com os clientes no âmbito da instalação de equipamento de medição	22
3.2.10	Artigos 33.º e 39.º Correção de erros de medição & Correção de erros de leitura do equipamento de medição.....	23
3.2.11	Artigo 42.º Informação relevante.....	24

3.2.12 Artigo 45.º Forma e conteúdo da fatura e Artigo 4.º do Anexo I.....	25
3.2.13 Artigo 47.º Tarifa social.....	29
3.2.14 Artigo 48.º Acertos de faturação.....	30
3.2.15 Artigo 50.º Informação anual sobre tarifas e preços.....	32
3.2.16 Artigo 65.º Pagamento de compensações.....	32
3.2.17 Artigo 78.º Interrupções por facto imputável ao cliente.....	33
3.2.18 Artigo 79.º Pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente.....	33
3.2.19 Artigo 82.º Resolução do contrato por parte do comercializador.....	34
3.2.20 Artigo 144.º Propriedade das ligações (das RDF à RESP).....	34
3.2.21 Artigos 28.º, 183.º e 186.º Medição, leitura e disponibilização de dados.....	35
3.2.22 Artigo 184.º Pontos de medição.....	35
3.2.23 Artigo 185.º Fornecimento, instalação, manutenção e substituição de equipamentos de medição.....	36
3.2.24 Artigo 222.º Determinação das quantidades de energia elétrica associadas às carteiras de agregação.....	36
3.2.25 Artigo 241.º Extinção de tarifas transitórias.....	37
3.2.26 Artigo 242.º Princípios gerais da mudança de comercializador e de agregador....	37
3.2.27 Artigos 248.º e 249.º Fornecimento supletivo por impedimento de comercializador e por ausência de oferta.....	38
3.2.28 Artigo 250.º Intermediação de comercialização.....	39
3.2.29 Artigo 253.º Elementos do contrato.....	40
3.2.30 Artigo 255.º Modalidades (de acesso ao regime de mercado grossista).....	40
3.2.31 Artigo 274.º Modalidades de agregação e representação.....	40
3.2.32 Artigo 277.º Princípios gerais da agregação de último recurso.....	41
3.2.33 Artigo 304.º Participação da procura e de pequena produção na prestação de serviços de sistema e de flexibilidade.....	42

3.2.34	Artigo 315.º Faturação do operador da rede de transporte ao agregador de último recurso pela entrada nas redes de produção.....	42
3.2.35	Artigo 330.º Custos com a mudança de comercializador.....	42
3.2.36	Artigo 358.º Aquisição e venda de energia elétrica.....	43
3.2.37	Artigo 377.º Preços.....	43
3.2.38	384.º Atrasos de pagamento pelos clientes.....	43
3.2.39	Artigo 440.º Recomendações e orientações da ERSE.....	43
3.2.40	Artigo 7.º - Anexo I Informação anual.....	44
4	Regulamento Tarifário.....	45
4.1	Comentários Gerais.....	45
4.1.1	Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento.....	45
4.1.2	Atualização de parâmetros.....	47
4.1.3	Atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.....	48
4.1.4	Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador....	49
4.1.5	Margem de Comercialização.....	50
4.1.6	Transferência intertemporal de CIEG.....	51
4.1.7	Prémio de Risco.....	52
5	Regulamento de Operação das Redes.....	56
5.1	Comentários Gerais.....	56
5.1.1	Participação da procura.....	56
5.1.2	Serviços de Sistema.....	60
5.1.3	Áreas de oferta.....	62
5.1.4	Armazenamento com meios próprios do operador da rede.....	63
5.2	Comentários Específicos.....	63

5.2.1	Artigo 2.º Siglas e Definições.....	63
5.2.2	Artigo 5.º Interoperabilidade.....	63
5.2.3	Artigo 10.º Indicadores de desempenho das redes	64
5.2.4	Artigo 14.º Utilizadores de rede significativos	64
5.2.5	Artigo 18.º Informação necessária.....	65
5.2.6	Artigo 57.º Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.....	65
5.2.7	Artigo 69.º Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade.....	65
5.2.8	Artigo 80.º Armazenamento com meios próprios do operador da rede	65
6	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações	67
6.1	Comentários Gerais	67
6.1.1	Acesso firme e acesso com restrições.....	67
6.2	Comentários Específicos.....	69
6.2.1	Artigo 6.º Proteção de dados	69
6.2.2	Artigo 9.º Projeto-piloto para o acesso com restrições	69
6.2.3	Artigo 10.º Acordo de Acesso com Restrições.....	69
6.2.4	Artigo 11.º Entidades celebrantes do Contrato de Uso de Redes.....	70
6.2.5	Artigo 23.º Fundamentação de novos projetos de investimento.....	70
6.2.6	Artigo 31.º Ajustamento para perdas	70
7	Regulamento da Qualidade de Serviço e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço	71
7.1	Comentários Específicos.....	71
7.1.1	Artigo 59.º Obrigações no âmbito da resposta a reclamações.....	71
7.1.2	Artigos 63.º e 64.º Reclamações referentes a faturação e reclamações relativas ao equipamento de medição.....	72
7.1.3	Artigo 70.º Ativação remota do fornecimento	73

7.1.4	Artigo 73.º Ações remotas no âmbito de visita combinada	73
7.1.5	Artigo 74.º Agendamento da Visita Combinada	74
7.1.6	Artigo 75.º Incumprimentos no âmbito da visita combinada	74
7.1.7	Artigo 87.º Obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente	75
7.1.8	Artigo 91.º Desativação remota do fornecimento	75
8	Regulamento do Autoconsumo	77
8.1	Comentários Gerais	77
8.1.1	Propriedade dos equipamentos de medição	77
8.1.2	Plataformas de mercado	77
8.2	Comentários Específicos	78
8.2.1	Artigo 4.º Proteção de dados pessoais	78
8.2.2	Artigo 12.º IC sem contrato de fornecimento	78
9	Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica....	79
9.1	Comentários Gerais	79
9.1.1	Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT	79
9.2	Comentários Específicos	79
9.2.1	Artigo 7.º Comunicação dos ORD BT e dos comercializadores relativa à instalação de contador inteligente e à disponibilização dos serviços das redes inteligentes	79
9.2.2	Artigo 9.º Dados de energia das instalações integradas nas redes inteligentes consumo	80
10	Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (AIE)	81
10.1	Comentários Gerais	81
10.1.1	Inspeções	81
10.1.2	Interrupção em caso de AIE	82
10.2	Comentários Específicos	82

10.2.1 Artigo 3.º Proteção de dados pessoais.....	82
10.2.2 Artigo 4.º Inspeções	82
11 Outros	83
11.1 Ponto de entrega adicional e exclusivo para Mobilidade Elétrica.....	83
11.1.1 Processos de ligação às redes para instalação de pontos de carregamento.....	84

1 Enquadramento

Os novos desafios apresentados pela transição energética levaram à revisão profunda do regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), de forma a assegurar a mudança de paradigma do setor. A revisão da lei de bases do setor foi concretizada no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, e onde se impõe a produção de nova regulamentação e a necessária adaptação da já existente às mudanças de regime operadas, nos termos do seu artigo 303.º. Assim, a regulamentação prevista no artigo 235.º é objeto de atualização, no prazo máximo de 18 meses (i.e., até 15 de julho de 2023), pelas entidades competentes, visando assegurar o cumprimento do disposto no referido Decreto-Lei e demais legislação europeia.

Assim, em cumprimento do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE procedeu ao levantamento das normas aí previstas que determinam a produção de regulamentação, propondo fundamentadamente soluções e procedendo às adaptações necessárias e a outros aperfeiçoamentos, tendo lançado a 28 de março de 2023 a consulta pública a nova proposta regulamentar do setor.

É neste contexto que a EDP agradece a oportunidade de se pronunciar e vem apresentar os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2 Comentários transversais à revisão regulamentar colocada a consulta pública

2.1.1 Prazo de resposta da consulta pública n.º 113

Como referido anteriormente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, impõe a produção de nova regulamentação e a necessária adaptação da já existente às mudanças de regime operadas. De acordo com o disposto no referido preceito, os regulamentos previstos no artigo 235.º são objeto de atualização, no prazo máximo de 18 meses (ou seja, até 15 de julho de 2023), pelas entidades competentes, visando assegurar o cumprimento do disposto no referido Decreto-Lei e demais legislação europeia.

Face à importância da revisão alargada da regulamentação do SEN, que serve de instrumento crucial para a operacionalização das alterações regulamentares necessárias para alcançar os objetivos da transição energética, a EDP entende que, tendo em conta as datas estabelecidas no Decreto-Lei n.º 15/2022 e a data da publicação do referido diploma, o prazo de resposta para a presente consulta pública teria beneficiado de um prazo mais alargado para uma análise mais aprofundada das matérias em discussão por parte dos participantes.

A EDP salienta, aliás, que para além do volume da documentação colocada a consulta, a ERSE submeteu outras consultas públicas a decorrer em simultâneo, impactando negativamente o tempo de análise disponível.

Neste contexto, a EDP não pode deixar de sugerir que, no futuro a ERSE tenha em consideração esta situação, e que conceda prazos de resposta mais alargados, consoante as matérias em consulta e o impacto destas no setor, para o envio dos contributos.

Adicionalmente, a EDP propõe que a ERSE passe a estabelecer, preferencialmente no final de cada ano, um calendário com a previsão dos temas a propor a consulta no ano seguinte.

2.1.2 Prazos de implementação

A proposta de revisão prevê, para os vários regulamentos em consulta, um conjunto de alterações com impacto na atividade dos agentes, que requerem adequadas adaptações ao nível dos seus processos e sistemas, salientando-se que são também previstos novos deveres de reporte de informação e alterações a alguns reportes já existentes, cuja preparação também deve ser devidamente acautelada.

Não obstante, as propostas de revisão apresentadas pela ERSE não preveem qualquer período transitório para a sua implementação, à exceção do disposto no artigo 11.º do Anexo I da proposta reformulada do Regulamento de Relações Comerciais (RRC). Neste caso específico, a ERSE vem prever uma Norma Transitória nos termos da qual *“os comercializadores dispõem de um prazo máximo de 90 dias após a publicação da presente regulamentação no Diário da República, para se adaptar aos requisitos constantes do presente Regulamento de execução”*.

A EDP entende que tal norma apenas se aplica à implementação das disposições referentes ao Anexo I do RRC relativas a faturação. Sem prejuízo da clarificação deste nosso entendimento, que solicitamos, consideramos que deverá ser igualmente prevista uma norma transitória que regule a implementação das obrigações que vierem a resultar da proposta reformulada em consulta.

Efetivamente, tendo em conta o conjunto de alterações que são propostas e a necessidade de adaptação das várias regras, com impactos nos diversos agentes que atuam no setor, designadamente no que diz respeito à adequação de processos e sistemas informáticos, a EDP considera essencial a previsão de uma norma transitória que preveja prazos de implementação para que os diversos intervenientes no setor se adaptem às exigências constantes dos Regulamentos em consulta pública, sendo inclusivamente de considerar prazos de implementação distintos em função da temática e dos intervenientes envolvidos.

2.1.3 Projetos-Piloto – comentário transversal

O artigo relativo aos projetos-piloto foi refletido nos mesmos moldes em todos os regulamentos em consulta (à exceção do regulamento relativo à apropriação indevida de energia), razão pela qual o presente comentário tem um carácter transversal.

Tal como definido na Proposta, os projetos-piloto têm uma duração pré-definida não superior a 2 anos que poderá ser prorrogada. Neste âmbito, faz-se notar que muitas vezes estes projetos estão relacionados com a implementação de projetos de R&D europeus. Assim, sugere-se que para a realização de projetos-piloto que envolvam R&D de âmbito europeu se considere um período superior, sugerindo-se que o mesmo seja avaliado caso a caso. Adicionalmente, considera-se que deveria ser especificado em que momento é que se inicia a contagem deste prazo.

Por último, a EDP entende que deveriam ser definidos prazos limite para aprovação de projetos-piloto por parte da ERSE.

2.1.4 Dados Pessoais

No que concerne ao tema dos dados pessoais é possível constatar que, de modo transversal, todas as propostas de articulados de Regulamentos objeto da presente Consulta Pública submetem o tratamento de dados pessoais à disciplina do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), bem como à Lei Nacional que executa o RGPD e demais legislação aplicável em matéria de privacidade e proteção de dados pessoais, o que nos parece correto.

Mas, para além desta submissão à legislação de dados pessoais aplicável, as referidas propostas de articulado reproduzem as obrigações que constam do RGPD. Ora, considerando que estas reproduções não são exaustivas e por se tratar de obrigações respeitantes ao tratamento de dados pessoais que já constam de legislação específica, cremos que a opção de reencaminhar o tratamento de dados pessoais à legislação específica aplicável, sem qualquer reprodução das obrigações aplicáveis, seria mais adequada e menos suscetível a eventuais equívocos.

A EDP destaca que **a proposta de revisão do RRC carece de clareza no que se refere ao relacionamento comercial com os produtores, autoconsumidores e titulares de armazenamento autónomo, especialmente no contexto da atividade de agregação.** Embora a privacidade e proteção de dados pessoais tenham sido incluídas como princípio geral do RRC pela ERSE, esta abordagem é restrita aos clientes, conforme o disposto no artigo 6.º. Assim, a EDP entende que é **importante considerar nesta revisão do RRC o tratamento dos dados pessoais dos produtores, autoconsumidores ou titulares de armazenamento autónomo que são pessoas singulares**, conforme previsto no Regulamento Geral de Proteção de Dados (RGPD), na legislação nacional e demais legislação aplicável.

Sem prejuízo do ora exposto, permitimo-nos, ao longo do presente documento, endereçar os nossos comentários a cada proposta de articulado individualmente considerada.

2.1.5 Serviços de Sistema e Serviços de Flexibilidade

A ERSE concretiza em regulamentação o seu entendimento relativamente à distinção entre Serviços de Sistema e outros Serviços de Flexibilidade, associando os primeiros à esfera de atuação do Operador da Rede de Transporte (ORT), onde se incluem o balanço, os serviços de sistema não associados à frequência (de carácter local) e a resolução de congestionamentos ao nível da Rede Nacional de Transporte (RNT), e os segundos à esfera de atuação do Operador da Rede de Distribuição (ORD), onde se incluem apenas serviços de sistema não associados à frequência (de carácter local) e a resolução de congestionamentos ao nível da rede de distribuição. No que diz respeito a esta distinção, **a EDP entende a necessidade de clarificação de conceitos e sugere que os mesmos sejam harmonizados com a legislação e regulamentação europeia, evitando a sua confundibilidade.**

A este respeito, a EDP salienta que **os Serviços de Flexibilidade é um conceito mais abrangente do que o conceito de Serviços de Sistema, já que os primeiros enquadram por exemplo os serviços de sistema e os serviços de gestão de congestionamento.** A ENTSO-E refere em resposta à consulta pública¹ da CEER, que qualquer provedor de flexibilidade deve ser capaz de vender seus serviços onde for mais lucrativo (e.g., serviços de balanço, serviços de sistema, valorização no mercado de energia, gestão de congestionamentos, ...) enquanto garante a segurança do sistema.

Adicionalmente, importa referir que ao contrário da proposta da ERSE, de acordo com o n.º 48 do artigo 2.º da Diretiva (EU) n.º 2019/944, de 5 de junho, **os serviços de sistema são definidos como os serviços necessários para a exploração de uma rede de transporte ou distribuição, nomeadamente os serviços de balanço e serviços de sistema não associados à frequência, excluindo a gestão de congestionamentos.** Pelo que se entende que não é correto abranger na definição de serviços de sistema a gestão de congestionamento para tentar distinguir entre ORT e ORD. Sobre este preceito, **entendemos que a distinção deveria ser apenas entre serviços de sistema (uns mais nacionais como o balanço e outros mais locais) e gestão de congestionamento, independentemente dos serviços de sistema locais e da gestão de congestionamento ser do âmbito do ORT ou do ORD.**

¹ CEER Public Consultation Guidelines of Good Practice for Flexibility Use at Distribution Level (https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/170517_ENTSO-E_response_to_CEER_consultation_VF.pdf)

Não obstante, salientamos que os comentários produzidos ao longo deste documento de resposta têm por base a diferenciação entre serviços de sistema e serviços de flexibilidade apresentada na proposta da ERSE.

3 Regulamento de Relações Comerciais

3.1 Comentários Gerais

3.1.1 Rede de Distribuição Fechada

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê a integração da atividade de operação de redes de distribuição fechadas (RDF) no SEN, bem como os direitos e deveres do operador da rede de distribuição fechada.

A este respeito, a ERSE propõe disposições relativamente às seguintes matérias:

- condições comerciais da ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP);
- responsabilidade pelo fornecimento, instalação, manutenção e substituição dos equipamentos de medição dos pontos de ligação às RDF;
- quadro de regras aplicável às atividades de medição, leitura e disponibilização de dados na fronteira entre a RESP e as RDF; e
- aos procedimentos a observar pelo operador da RDF para a definição dos princípios tarifários e tarifas aplicáveis para o acesso, ligação e serviços auxiliares necessários ao funcionamento das instalações no interior da exploração da RDF.

Não obstante, no âmbito das regras aplicáveis às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no SEN, a EDP entende que a revisão do **RRC deve contemplar e densificar as regras de articulação entre o operador de RDF e demais figuras legais, nomeadamente os operadores de rede, devendo ainda ser definidos standards e normativos para a RDF, de forma a assegurar a devida compatibilidade, para o caso de esta rede vir a integrar a RESP**. Refira-se a este propósito que, o quadro legal prevê que “em caso de revogação do título de controlo prévio da RDF, o operador da rede com o qual a RDF se encontre interligada assume transitoriamente, por um período máximo de dois anos, a gestão, a manutenção e a exploração das instalações da RDF, de acordo com as metodologias e regulamentação a publicar pela ERSE, ouvidos os operadores da RESP” e “no caso de o período transitório se esgotar sem que a RDF seja adquirida por novo operador da RDF, esta integra a concessão da rede de distribuição à qual se encontra interligada”.

Neste contexto, as disposições do RRC deveriam prever os trâmites e obrigações de ligação dos clientes fisicamente ligados a uma RDF, bem como as obrigações que permitam a correta transição de operação, destacando-se a existência de cadastro de rede e a utilização de contadores e materiais compatíveis com os utilizados pelo ORD BT e MT/AT, de modo a garantir a correta exploração da infraestrutura, ainda que por um período transitório.

3.2 Comentários Específicos

3.2.1 Artigo 2.º | Siglas e definições

A ERSE considerou oportuno proceder a um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta, tendo reduzido, para o efeito, as siglas e as definições ao indispensável, em face das já constantes das normas habilitantes.

A EDP compreende a necessidade da circunscrição das definições ao estritamente necessário, tendo em vista reduzir a necessidade de revisões regulamentares face a futuras alterações do quadro legal. Contudo, consideramos que a eliminação de certas definições torna as disposições menos claras relativamente aos conceitos utilizados ao longo do articulado.

Neste sentido, entendemos que seria útil que o artigo 2.º da proposta reformulada voltasse a incorporar as siglas e definições anteriormente previstas, que se encontram referidas em várias disposições do novo articulado. Nesta situação encontram-se as seguintes definições: Alta Pressão, Alta Tensão, Autoconsumo, Baixa Pressão, Baixa Tensão, Baixa Tensão Especial, Baixa Tensão Normal, Gás Natural, Gases de baixo teor de carbono, Gases de origem renovável, GNL, Média Tensão, Muito Alta Tensão, Operador de Rede de Distribuição, Operador de Rede de Transporte, Operador de armazenamento subterrâneo.

Consideramos igualmente útil que a proposta regulamentar contemple a definição de “**Agregador Independente**”, atendendo a que a legislação em vigor prevê esta figura no âmbito territorial dos títulos habilitantes ao exercício de atividades do SEN. Neste âmbito, sugerimos que seja também indicado em que termos esta figura deverá ser tratada, isto é, reconhecendo a sua responsabilidade relativa à liquidação de desvios.

Relativamente à apresentação de propostas comerciais em regime de mercado, a ERSE introduz novas disposições relativas às obrigações de apresentação de **ofertas a preços dinâmicos e a preços indexados**. Neste sentido, a EDP sugere que a proposta regulamentar preveja a **definição destas ofertas e, consequentemente, a clarificação das mesmas, em particular para evidenciar as diferenças entre ambas as modalidades de oferta**.

No que concerne à definição de agregador, notamos que esta apenas contempla consumo e/ou produção, sendo que, no âmbito de participação em serviços de sistema ou serviços de flexibilidade na vertente de capacidade, também deveria ser incluído o armazenamento. Assim, propomos que a redação da definição de agregador seja alterada para:

«Agregador» a entidade que, nos termos da lei, consolida por agregação consumo, **armazenamento** e/ou produção de energia elétrica ou de gás;”.

Na medida em que a definição de agregador se encontra presente noutros regulamentos em consulta, defende-se que estes sejam alterados em conformidade.

No que concerne ao **agregador de último recurso (AUR)**, sugerimos que a definição proposta no articulado esteja alinhada com a atividade que desempenha e que se encontra determinada no artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, pelo que se propõe a seguinte alteração:

*«**Agregador de último recurso**» entidade detentora de licença para aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP, bem como para aquisição de eletricidade aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, **como estabelecido no quadro legal em vigor**».*

Relativamente à definição da “Carteira de comercialização” (alínea j) do artigo 2.º) sugere-se a seguinte alteração da redação: “conjunto de clientes com contrato de fornecimento **ativo** com dado comercializador”.

Por último, não é clara a inclusão da redação “quando aplicável legalmente” nas definições de “Período horário” e “Período quarto-horário”, alíneas yy) e zz) do artigo 2.º respetivamente. Pelo que se solicita a sua clarificação.

3.2.2 Artigo 15.º | Obrigação de apresentação de propostas contratuais

A ERSE introduz duas novas disposições sobre a obrigação de apresentação de propostas contratuais, nomeadamente no que diz respeito ao dever de apresentar propostas com indexação das condições de preço para o fornecimento de gás e/ou eletricidade e contratos de eletricidade a preços dinâmicos.

Assim, tendo por base o disposto no artigo 136.º, n.º 3, alínea m) do Decreto-Lei n.º 15/2022, o n.º 3 do artigo 15.º da proposta estabelece que “os comercializadores em regime de mercado que abasteçam um número de clientes superior a 200 000 e desde que as respetivas instalações de consumo disponham de um contador inteligente devem disponibilizar contratos de eletricidade a preços dinâmicos, nos termos previstos na lei, prestando previamente informações sobre as vantagens, os custos e os riscos inerentes a esses contratos de eletricidade”.

Adicionalmente, o quadro legal em vigor define como “Contrato de eletricidade a preços dinâmicos”, um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final que reflete a variação de preços nos mercados organizados com intervalos, pelo menos, iguais à frequência de ajustamento do mercado.

Ao exemplo da proposta supra referida, a ERSE introduz no n.º 2 do artigo 15.º, uma proposta que não está prevista no quadro legal em vigor, em que “os comercializadores em regime de mercado que abasteçam um número de clientes superior a 50 000 devem disponibilizar uma diversidade de ofertas, incluindo ofertas com indexação das condições de preço, entre as quais os preços formados em mercados grossistas, e ofertas com condições de preço fixo”.

Pelo exposto, importa referir que dificilmente os comercializadores prestarão o mesmo tipo de informação aos seus clientes sobre as vantagens, os custos e os riscos inerentes a esses contratos de eletricidade, não garantindo desse modo uma uniformização da informação veiculada ao mercado. Assim, a EDP defende que, por um lado, **importa esclarecer qual é o universo de clientes, aos quais devem ser apresentadas estas propostas de preço** e, por outro lado, **a ERSE deve estabelecer a informação de base e necessária a prestar aos clientes, no que diz respeito a cada tipologia de oferta (indexada e dinâmica), sem prejuízo dos comercializadores poderem prestar informação adicional que considerem relevante.**

Neste âmbito, entendemos que por um lado, **tanto a “oferta a preços dinâmicos”, como a “oferta a preço indexado”** devem ser objeto de uma maior caracterização neste regulamento e que a distinção entre os dois conceitos deve ser totalmente clara. A este preceito, importa ainda salientar que no que se refere à disponibilização de ofertas indexadas/dinâmicas, **deverá ser atribuído um prazo razoável de implementação (não inferior a 6 meses), pois as alterações propostas implicam desenvolvimentos complexos em sistemas e processos de negócio, em todo o ciclo comercial,** nomeadamente:

- Capacidade de processamento e armazenamento para tratamento de dados de consumos horários do cliente (curvas de carga para BTN, com elevado volume);
- Desenvolvimento e implementação de mecanismos de validação, correção e de gestão da qualidade de dados das curvas BTN (e.g., identificação e preenchimento de gaps);
- Desenvolvimento e implementação de API (interface de comunicação entre aplicações) para recolher os preços de mercado e o processamento de consumos horários BTN;
- Desenvolvimento e implementação de área online ou aplicação onde o cliente possa acompanhar tanto a evolução dos preços de mercado, como do seu próprio consumo;
- Desenvolvimento e implementação de um instrumento para todos os canais de contacto com o cliente, que apoie o processo de venda desta oferta e o esclarecimento de dúvidas sobre o funcionamento e faturação; e
- Alterações profundas em catálogo e sistemas de contratação, *billing* e faturação para lidar com ofertas sem preço fixo.

3.2.3 Artigo 16.º | Conteúdo da proposta contratual

O n.º 2 do artigo 16.º estabelece que o comercializador em regime de mercado deve diferenciar as suas propostas de fornecimento apenas pelas características que efetivamente as distingam. O n.º 3 do mesmo artigo estabelece que são consideradas características diferenciadoras de propostas de fornecimento: a existência ou prática de

qualquer meio de fidelização contratual; a existência de preço contratual indexado; o desconto promocional em preço que é aplicado ao cliente; as condições contratuais referentes à contribuição de cada fonte de energia no fornecimento. A EDP entende que características diferenciadoras de propostas de fornecimento elencadas são restritivas para os comercializadores existindo outros critérios que deveriam ser considerados. A título de exemplo, refere-se **o público-alvo ou os perfis de consumo, que deveriam, contrariamente ao estabelecido, constituir fundamento suficiente para determinar a diferenciação de ofertas.**

Deste modo, e reforçando o comentário realizado anteriormente aquando da consulta pública n.º 81, a EDP apela que a ERSE proceda a uma reavaliação desta disposição, por forma a que seja permitido aos comercializadores diferenciar as propostas de fornecimento pelas características que estes considerem que realmente as distinguem, de acordo com a estratégia que detenham a cada momento. Com efeito, **outras necessidades, como as de reporte, não se deveriam sobrepor à livre possibilidade de criação de ofertas**, por parte dos comercializadores do Setor da Energia. Considera-se que tal objetivo poderá ser alcançado, com uma ligeira alteração do n.º 3 do artigo 16.º no seguinte sentido:

” 3- Para efeitos do número anterior, são consideradas características diferenciadoras de propostas de fornecimento, designadamente: (...)”

3.2.4 Artigo 18.º | Serviços opcionais

O artigo 18.º da Proposta estabelece que os ORD e os CUR possam disponibilizar aos seus clientes serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais relativamente aos serviços regulados, desde que relacionados com as atividades que lhes estão legalmente atribuídas e no respeito de princípios fundamentais, nomeadamente os da não discriminação e transparência de custos. Sendo certo que esta disposição está já prevista no RRC em vigor, **considera a EDP que a ERSE deveria clarificar o que se entende por serviços opcionais, designadamente introduzindo a definição deste conceito no artigo 2.º desta Proposta Regulamentar, e de que forma podem contribuir para uma maior eficiência e otimização dos custos do sistema.**

3.2.5 Artigo 19.º | Período de fidelização

Na anterior revisão regulamentar foi introduzido um artigo dedicado ao período de fidelização (atual artigo 19.º), que veio estabelecer que nos contratos de fornecimento de energia, a estipulação de um período de fidelização encontra-se dependente da existência de uma contrapartida para o cliente associada a essa vinculação (artigo 19.º, n.º 1), contudo, o período de fidelização acordado com os consumidores não pode ter uma duração superior a 12 meses (artigo 19.º, n.º 4). Na prática, esta última disposição tem-se revelado **bastante limitadora de apresentação de propostas aos consumidores, designadamente no que diz respeito a contratos de duração superior a 12 meses (como PPAs e contratos a preço fixo plurianuais), pelo que a EDP sugere**

a sua eliminação do articulado ou, em alternativa, que seja reformulado no sentido de ser permitida a mais longo prazo desde que associado à existência de uma contrapartida durante o referido prazo.

Neste contexto, e no que respeita ao n.º 6 do mesmo artigo, a EDP não concorda igualmente com esta disposição, na medida em que estabelece que no caso dos consumidores o período de fidelização não é suscetível de renovação. **Efetivamente, a EDP defende que o período de fidelização poderá prolongar-se – renovando-se - desde que o comercializador assegure a contrapartida em benefício do consumidor para o período adicional.** Desta forma, numa renovação contratual, o cliente continuaria a beneficiar da eliminação do risco de flutuação de preço em mercado, com a transferência deste risco para o comercializador.

Adicionalmente e, no que concerne ao n.º 5, a EDP considera necessário clarificar o conceito de “indexação das condições de preço” e a sua delimitação.

Por último, a EDP entende que **a proposta regulamentar deveria passar a prever a possibilidade de o comercializador cessar o contrato de fornecimento, que preveja um período de fidelização, a todo o tempo, exceto quando o cliente for um consumidor,** devendo os contratos em causa definir de forma clara e inequívoca as consequências da resolução do contrato nestes casos, em concreto o valor de uma compensação devida ao cliente pela cessação do contrato. Esta previsão deveria ser articulada com o disposto na alínea b), do n.º 1 do artigo 81.º da proposta regulamentar.

3.2.6 Artigo 21.º | Legitimidade para a contratação

A proposta de revisão mantém a redação do n.º 6 deste artigo, que estipula que não pode ser recusada a celebração de contrato de fornecimento de energia elétrica ou de gás com um novo cliente com base na existência de dívidas emergentes de contrato distinto celebrado com outro cliente que tenha anteriormente ocupado o mesmo imóvel, salvo quando for manifesto que a alteração do titular do contrato visa o não pagamento da dívida.

Esta disposição tem-se manifestado de difícil operacionalização, considerando que na prática tem sido difícil identificar em que situações se poderá considerar que “é manifesto que a alteração do titular do contrato visa o não pagamento da dívida”. Nesse sentido, a EDP solicita a clarificação destas situações designadamente pela indicação, a título exemplificativo, das circunstâncias em que tal se poderá verificar e na forma de comprovar essas circunstâncias.

3.2.7 Artigo 22.º | Contrato de fornecimento

A alínea i) do n.º 2 do artigo 22.º estabelece que o contrato de fornecimento de eletricidade ou de gás deve especificar, entre outros aspetos, o eventual período de fidelização, bem como o benefício que o justifica e a sua quantificação expressa e a duração ou a data de cessação do período de fidelização.

Por seu lado, o n.º 1 do artigo 19.º (Período de fidelização) determina que **“A proposta contratual deve incluir uma referência expressa, separada e destacada à eventual existência de um período de fidelização, à indemnização aplicável em caso de não cumprimento e à duração ou à data de cessação do período de fidelização”**. Assim, a este respeito, a EDP entende que a alínea i) do n.º 2 do artigo 22.º deverá estar harmonizada com o artigo dedicado ao período de fidelização, em concreto com o n.º 1 aqui referido, devendo ser excluída a referência ao **“benefício que o justifica e a sua quantificação expressa”**. Note-se, aliás, que a referência à “quantificação expressa do benefício” foi inicialmente proposta pela ERSE na disposição do período de fidelização, aquando da consulta pública n.º 81, tendo sido eliminada na versão final do RRC em vigor.

Neste contexto, a EDP reitera o comentário anteriormente enviado à ERSE no âmbito da consulta pública n.º 81, que se transcreve abaixo:

“A referência à “quantificação expressa” proposta poderá fazer sentido quando o serviço prestado tem subjacente um custo fixo e o benefício que é atribuído ao cliente resulta do fracionamento deste custo ao longo do período do contrato, como acontece, por exemplo, no setor das telecomunicações. De facto, é frequente encontrar neste setor compromissos de permanência justificados com a contrapartida da oferta de custos de instalação, ativação, portabilidade, equipamentos...”

No entanto, o modelo de “quantificação expressa” já não é adequado quando o benefício que justifica a fidelização resulta da eliminação do risco de flutuação de preço em mercado de um serviço que tem subjacente um custo variável, assim como a certeza de que um mesmo preço será aplicado a quaisquer quantidades que o cliente venha a consumir, como é o caso do setor da energia. Efetivamente, o atual desenho de mercado deste setor é caracterizado pela formação contínua de preços de fornecimento e a possibilidade de transacionar futuros de energia que refletem, a cada momento, as expectativas dos agentes sobre os preços no futuro (para distintos horizontes temporais de fornecimento). Assim, a quantificação expressa do benefício associado à eliminação do risco de flutuação de preço em mercado, para quaisquer quantidades que o cliente venha a consumir, não pode ser computada no momento da assinatura do contrato, na medida em que o seu valor pode depender da evolução dos preços nos mercados de futuros de energia ao longo do contrato. Tal remete para que seja necessário apresentar o benefício recorrendo a uma fórmula que possa ser função, nomeadamente, de preços de mercado e não dependente exclusivamente do tempo decorrido (amortização) desde a estipulação do período de fidelização.”

3.2.8 Artigos 23.º a 27.º | Prestação de caução

Os artigos 23.º a 27.º da proposta regulamentar regem a matéria da prestação da caução, à semelhança do regime atualmente em vigor, estendendo a aplicação de algumas normas, de forma expressa, aos clientes em Baixa Tensão Normal.

Em primeiro lugar, e relativamente à **exigência da caução**, o n.º 2 do artigo 23.º prevê que o comercializador pode exigir a prestação de caução tendo em vista garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de fornecimento de eletricidade e gás, nos casos em que o cliente é um consumidor ou um cliente em Baixa Tensão Normal, contudo, o comercializador só tem o direito de exigir a prestação de caução nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente (cf. n.º 2 do artigo 23.º). **A EDP entende a proteção conferida aos consumidores, mas considera que a mesma proteção não deverá ser conferida aos clientes BTN que façam uso da energia elétrica fornecida para uso profissional, pelo que se propõe a eliminação da referência a clientes BTN, dado que pela dimensão de alguns clientes, ainda que BTN, não se justifica tal equiparação, nem o mesmo nível de proteção.**

Em segundo lugar, refere-se que também os clientes que sejam consumidores ou clientes em Baixa Tensão Normal podem “em qualquer momento, **obstar à prestação de caução se, estando regularizada a dívida objeto do incumprimento, optarem pela transferência bancária como meio de pagamento.**” (cf. n.º 5 do artigo 25.º). Quer isto dizer que o comercializador fica impedido de exercer o direito de exigir a caução nesta situação e consequentemente fica limitada a garantia do bom cumprimento das obrigações pelos clientes. Tal como transmitido na resposta a anteriores consultas públicas de revisão regulamentar, **a EDP não entende, no atual contexto de desenvolvimento económico e social do país, em que os meios de pagamento eletrónico são cada vez mais a regra e não a exceção, a distinção que a ERSE tem vindo a fazer entre os clientes que optam por transferência bancária e os clientes que optam por outros meios de pagamento, incluindo o débito direto.** Especialmente tendo em conta que a opção do cliente pela transferência bancária não constitui, por si só, qualquer garantia do bom cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de fornecimento de eletricidade e gás, uma vez que o cliente pode anular a ordem de transferência (e o mesmo se diga em relação ao cancelamento dos débitos diretos). Nesse sentido, **a EDP considera importante que a ERSE clarifique a razão pela qual os clientes que optem por transferência bancária, podem obstar à prestação de caução e sugere a exclusão desta disposição.**

O mesmo se diga relativamente ao regime da restituição da caução em concreto no n.º 4 do artigo 27.º que dispõe “4 - A caução deve igualmente ser restituída, se o cliente em Baixa Tensão Normal ou consumidor vier posteriormente a optar pela **transferência bancária** como meio de pagamento ou se permanecer em situação de cumprimento contratual, continuamente, durante o período de dois anos”. Também neste caso **a EDP entende que deverá ser clarificada a razão pela qual os clientes BTN ou consumidores poderem ver restituída a caução pelo simples facto de optarem pela transferência bancária como meio de pagamento ou se simplesmente permanecerem em situação de cumprimento contratual, continuamente, durante o período de dois anos.** Note-se que em nenhuma das situações elencadas, os clientes poderão garantir

a manutenção da sua situação creditícia a futuro, pelo que o risco passa inteiramente para os comercializadores e, em último caso, para o sistema.

Em terceiro lugar, e no que concerne ao **momento da prestação da caução**, o n.º 6 do artigo 23.º determina que “nos casos em que o comercializador tem o direito de exigir a prestação de caução no momento da celebração do contrato e não o fizer, a prestação de caução apenas pode ser exigida em momento subsequente caso se verifique um aumento de potência contratada ou uma alteração da opção tarifária ou da capacidade ou escalão de consumo contratados”. Ora, sendo claro que o comercializador tem o direito de exigir a prestação de caução para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de fornecimento de eletricidade e gás, **não se alcança o objetivo desta disposição, pelo que a EDP solicita a sua clarificação e sugere a exclusão desta disposição.**

Importa salientar a este respeito que, independentemente do momento em que a caução é solicitada, esta é um instrumento que deve ser aplicado prudencialmente em função da qualidade creditícia do cliente, com especial relevância em contratos de longo prazo.

Em quarto lugar, e relativamente aos **meios de prestação de caução**, o n.º 1 do artigo 24.º determina que, tratando-se de cliente em Baixa Tensão Normal ou de consumidor, a caução é prestada em numerário, cheque, transferência eletrónica, garantia bancária ou seguro-caução.

Ora, **a EDP entende que se deverá privilegiar os meios de pagamento eletrónico ao invés dos demais meios de pagamento, nomeadamente o papel, que se encontram cada vez em maior desuso e que comportam um maior risco operacional e de fraude, devendo, conseqüentemente o seu uso ser progressivamente desincentivado. Nesse sentido, sugere-se a eliminação da possibilidade de a caução ser prestada em numerário e cheque.**

Em quinto lugar, e **no concerne à utilização da caução**, o artigo 26.º estabelece por um lado, que “prestada a caução por cliente em Baixa Tensão Normal o comercializador deve utilizar o valor da caução para a satisfação do seu crédito quando aquele consumidor ou cliente, interpelado para o pagamento da sua dívida, se mantiver em situação de incumprimento.” (n.º 1 do artigo 26.º) e, por outro lado, que “a utilização do valor da caução, nos termos previstos no n.º 1, impede os comercializadores de exercerem o direito de solicitar a interrupção do fornecimento, ainda que o montante constitutivo da caução não seja suficiente para a liquidação integral do débito.” (n.º 3 do artigo 26.º),

Ora, **a EDP entende que a prestação da caução tem um caráter prudencial implícito à prestação de garantias, de forma a minimizar os riscos associados às situações de incumprimento**, princípio este norteador do regime geral das cauções, enformador das disposições do RRC e em concreto no n.º 2 deste mesmo artigo 26.º quando se refere que “acionada a caução, o comercializador pode exigir ao cliente em Baixa Tensão Normal ou consumidor, por escrito, a sua reconstituição ou o seu reforço em prazo não

inferior a dez dias úteis”. Tendo em conta este enquadramento, não se percebe assim que o comercializador possa ser impedido de **solicitar a interrupção do fornecimento nos termos e condições que resultam das regras previstas na regulamentação e legislação aplicáveis**. Neste sentido, a EDP defende que a redação do n.º 3 do artigo 26.º deverá ser revista, por forma a passar a prever a possibilidade dos comercializadores terem direito a solicitar a interrupção do fornecimento, sempre que o montante constitutivo da caução não seja suficiente para a liquidação integral do débito, i.e., sempre que o cliente ou consumidor permaneçam em situação de incumprimento, ainda que parcial. Só assim ficará acautelada a posição do comercializador no que se refere à garantia do cumprimento das obrigações.

Face ao exposto, a EDP propõe alterações aos números 3, 4 e 5 do artigo 26.º nos seguintes termos:

“3- A utilização do valor da caução, nos termos previstos no n.º 1, impede os comercializadores de exercerem o direito de solicitar a interrupção do fornecimento, exceto se o montante constitutivo da caução não for suficiente para a liquidação integral do débito.

4- Sempre que o valor da caução se revele insuficiente para pagamento integral do montante em débito, o comercializador tem direito a solicitar a interrupção do fornecimento de energia, mediante pré-aviso, conforme previsto no Artigo 79.º.

5- Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o comercializador tem direito a solicitar a reposição da caução executada no prazo de 10 dias úteis, sob pena de interrupção, mediante pré-aviso, conforme previsto no Artigo 79.º.”

Por último, a EDP faz notar que as disposições dos n.ºs 1 e 2 do artigo 25.º fazem referência aos “**clientes em Baixa Tensão Normal e consumidores**” ao invés de “**clientes em Baixa Tensão Normal ou consumidores**”, como no restante articulado.

3.2.9 Artigo 29.º | Comunicação com os clientes no âmbito da instalação de equipamento de medição

O n.º 5 do artigo 29.º estabelece que os operadores das redes devem informar o comercializador que fornece a instalação acerca das datas previstas para a substituição dos equipamentos de medição, bem como da data efetiva da substituição do equipamento de medição, num prazo não superior a dois dias úteis após a conclusão desta operação.

A EDP entende que a ERSE deverá **densificar esta disposição por forma a garantir o cumprimento da comunicação por parte dos operadores das redes e a estabelecer os procedimentos a seguir em caso de comunicação após 2 dias**, em incumprimento do dever de informação dentro do prazo previsto.

A EDP, assumindo que a forma de comunicação privilegiada será através do Portal OLMCA, via processo de modificação ao registo do ponto de entrega por iniciativa do

ORD, de acordo com os procedimentos de mudança de comercializador no setor elétrico e no setor do gás natural, considera que em caso de incapacidade de comunicação por limitações de sistemas, a mesma deverá ser transmitida através de outros formatos ou suportes. Esta solução permitiria ao comercializador acautelar eventuais impactos da alteração, nomeadamente no que se refere à faturação de valores incorretos que implique refaturação após receção de informação de novo equipamento/alteração, aos erros na comunicação de leituras / consumos devido ao desalinhamento de equipamento, e à imputação da responsabilidade de consumos caducos / prescritos, caso a alteração de equipamentos seja comunicada com atraso que implique refaturação de períodos alargados.

3.2.10 Artigos 33.º e 39.º | Correção de erros de medição & Correção de erros de leitura do equipamento de medição

Os artigos 33.º e 39.º regulam as situações de correção de erros de medição e correção de erros de leitura do equipamento de medição, respetivamente. **A EDP considera positivas as alterações realizadas pela ERSE na revisão destes artigos, mas entende que a proposta regulamentar carece de clarificação e densificação.**

O n.º 3 do artigo 33.º estabelece que “A correção de valores de anomalias de medição pelo operador de rede de distribuição deve ser efetuada preferencialmente até ao fecho do período de faturação de acesso às redes imediatamente seguinte, não podendo em qualquer caso ser superior a 30 dias.”; por seu lado, o n.º 3 do artigo 39.º prevê que “A correção de valores de anomalias de leitura pelo operador de rede de distribuição deve ser efetuada preferencialmente até ao fecho do período de faturação de acesso às redes imediatamente seguinte, não podendo em qualquer caso ser superior a 30 dias.”. **A EDP solicita clarificação quanto às ações a serem adotadas nas situações em que o operador de rede de distribuição proceda à correção de valores de anomalias de medição (artigo 33.º) e de leitura (artigo 39.º) depois de decorrido o prazo de 30 dias estipulados para o efeito, nomeadamente no que respeita à possibilidade de não considerar, dando essa indicação ao ORD, as referidas correções quando referentes a consumos que já ultrapassaram o prazo de caducidade.**

Efetivamente, a prática tem demonstrado que o prazo previsto de 30 dias poderá ser insuficiente, designadamente nas situações em que os erros de medição da energia e da potência, tenham origem em falhas que não são atribuíveis ao ORD pelo que, **neste âmbito, importa salientar que a Proposta deverá densificar o procedimento a adotar neste caso, prevendo as necessárias consequências para todos os agentes envolvidos.** A ser possível ao ORD transmitir aos comercializadores correções de consumo com prazo superior ao previsto, estas situações devem ser acompanhadas de facto comprovado da impossibilidade de aceder ao aparelho de medição para validar e/ou corrigir as anomalias de consumo ou de medição desse consumo detetadas.

Tal clarificação revela-se da maior importância se se tiver em consideração o regime da caducidade do direito ao recebimento do preço do serviço público essencial previsto no

n.º2 do artigo 10.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho (na última redação que lhe foi dada pela Lei n.º 51/2019, de 29 de julho), nos termos do qual “Se, por qualquer motivo, incluindo o erro do prestador do serviço, tiver sido paga importância inferior à que corresponde ao consumo efetuado, o direito do prestador ao recebimento da diferença caduca dentro de seis meses após aquele pagamento”. Assim, e como referido acima, importa clarificar e densificar os procedimentos a adotar nos casos em que a faturação é inicialmente promovida por defeito com recurso a estimativas de consumo ou considerando valores errados, verificando-se posteriormente a necessidade de a corrigir, uma vez que o comercializador foi habilitado com uma leitura real ou uma leitura corrigida.

Adicionalmente, o articulado deve igualmente considerar e clarificar sobre qual deve ser o tratamento dado aos casos dos equipamentos de contagem não integrados em rede inteligente, relativamente aos quais a periodicidade mínima obrigatória de leitura é trimestral, não permitindo a deteção e retificação de erros no prazo previsto de 30 dias.

3.2.11 Artigo 42.º | Informação relevante

O n.º 2 do artigo 39.º determina que quando não seja possível a recolha de leitura remota, os operadores das redes devem proceder à disponibilização de dados de consumo recorrendo a estimativa aplicando os métodos de estimativa previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Paralelamente, o artigo 42.º estabelece no seu n.º 8 a) e b) que no setor elétrico:

- a) “Às instalações em Muito Alta Tensão, Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão Especial não são aplicáveis estimativas de consumo para efeitos de faturação, pelo que a ausência de leitura num determinado período determina que o consumo estimado nesse período seja nulo”;
- b) “Às instalações em BTN integradas em redes inteligentes aplica-se o disposto na alínea anterior, sem prejuízo do estabelecido no n.º 9”;

Mais se estabelece, no n.º 9 do artigo 42.º, que o incumprimento do dever de os operadores das redes de energia elétrica disponibilizarem dados reais relativos a uma dada instalação em BTN integrada em rede inteligente por, pelo menos, 10 dias seguidos ou interpolados, dentro do mesmo período de faturação, **não impede o respetivo comercializador de realizar estimativas de consumo para faturação**, utilizando para o efeito as metodologias de estimativa regulamentarmente previstas.

Neste contexto, a EDP entende que o articulado deve esclarecer como se compatibilizam as disposições supra referidas, identificando inequivocamente quando é que há lugar à utilização de estimativas e por que interveniente no mercado, se o operador de rede, se o comercializador ou se ambos, e em que situações concretas.

A EDP defende, em qualquer caso, que os comercializadores deveriam poder realizar estimativas para efeitos de faturação aos clientes em qualquer dos casos, conforme estabelecido no n.º 7 e na alínea c) do n.º 8 relativas aos setores do gás e elétrico,

respetivamente. Acresce que esta solução é menos disruptiva do processo de faturação ao cliente, sempre que ocorram falhas na recolha de leitura remota.

3.2.12 Artigo 45.º | Forma e conteúdo da fatura e Artigo 4.º do Anexo I

A ERSE considerou oportuno transpor para o quadro regulamentar os princípios e as obrigações existentes na Recomendação n.º 1/2022 relativamente à objetividade, completude e não confundibilidade da desagregação de componentes de preço da fatura de energia, incorporando o que considera ser o espírito da mencionada Recomendação na proposta de revisão regulamentar em concreto nos n.º 2 e 3 do artigo 45.º e artigo 4.º do Anexo I do RRC.

A título prévio não pode a EDP deixar de relembrar o contexto da criação do mercado de Banda de Reserva de Regulação (“BRR”).

O Estado Português comprometeu-se a fazer cessar o serviço de interruptibilidade, por o mesmo ser considerado incompatível com as orientações relativas a auxílios de estado bem como com as regras e diretrizes europeias do mercado interno. Ora, a eliminação do serviço de interruptibilidade correspondeu, na prática, à eliminação de um mecanismo que estava à disposição do Gestor Global do Sistema Elétrico Nacional (SEN), pelo que, na Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, que procedeu à citada extinção do serviço de interruptibilidade, o Governo decidiu “(...) proceder à avaliação e implementação de mecanismos alternativos ao regime de interruptibilidade, designadamente através da inclusão dos consumidores abrangidos no regime de remuneração de reserva de segurança prestada ao sistema elétrico nacional (...)”. Por outro lado, a REN, enquanto Gestor Global do SEN, identificou necessidades de reserva operacional para cumprimento dos padrões de segurança do abastecimento, bem como de mecanismos que permitissem assegurar a regularidade e estabilidade no fornecimento de eletricidade no SEN.

Com esse fim em vista, a ERSE aprovou, após uma consulta a interessados, a Diretiva n.º 14/2021, de 18 de novembro, que veio estabelecer as regras relativas ao funcionamento do mercado de BRR, sob o formato de um leilão competitivo. A referida Diretiva consubstanciou uma alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) e estabeleceu, para efeitos da sua liquidação, que o encargo de banda de reserva de regulação é repercutido pelo consumo afeto a cada carteira de comercialização, estando assim integrado no conceito do preço da energia. Em 12 de abril de 2022, a ERSE emitiu a Recomendação n.º 1/2022.

Na Nota Justificativa à proposta regulamentar em consulta, a ERSE refere no que respeita à informação contratual e também no que respeita ao conteúdo da própria fatura que *“Pese embora este quadro legal e regulamentar, que se pode considerar bastante orientador da divulgação de informação aos consumidores, em particular na fatura de fornecimento, mais recentemente observou-se comportamentos diferenciados no detalhe de encargos na fatura, alguns com manifesta confundibilidade entre elementos que compõem o preço da energia objeto de negociação entre as partes e a EDP*

componente de tarifas de acesso, comum a todos os clientes. Na sequência da implementação do serviço de Banda de Reserva de Regulação, esta situação de, por um lado tratamento diferenciado pelos agentes e, por outro lado, existência da referida confundibilidade, a ERSE adotou uma recomendação aos comercializadores (Recomendação n.º 1/2022), que estabelece que, não sendo a desagregação da rúbrica de preço impedida, não deve a mesma ser parcelar relativamente aos termos dessa mesma desagregação, sob pena de se prejudicar o entendimento equilibrado da fatura pelos consumidores. Mais estabeleceu a referida recomendação que os comercializadores não devem induzir a confundibilidade dos elementos que compõem o preço da energia – parcela de negociação livre no mercado – com as restantes componentes que resultam do quadro tarifário aprovado pela ERSE”.

A EDP reconhece o esforço e trabalho que tem vindo a ser desenvolvido pela ERSE, designadamente ao longo dos processos de revisão regulamentar, no sentido de não prejudicar a diversidade de opções e escolhas por parte de clientes, consumidores e comercializadores, estabelecendo requisitos de conteúdo mínimo que devem ser observados pela generalidade dos comercializadores no que respeita à informação contratual e pré-contratual. A EDP reconhece igualmente esforço e contributo do regulador nas matérias referentes ao conteúdo das faturas emitidas pelos comercializadores. **Não obstante, a EDP considera que a regulamentação do setor e a legislação atualmente em vigor (vg. Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro) salvaguarda a eventual situação de confundibilidade entre os elementos que compõem o preço da energia e a componente de tarifas de acesso, pelo que e não pode concordar com as alterações apresentadas na proposta regulamentar em concreto nas disposições acima identificadas.**

Neste sentido, a EDP não pode concordar com a proposta regulamentar, na medida em que a criação de novas rubricas na estrutura de custos do sistema - quer sejam resultado da eliminação de rubricas anteriormente repercutidas nas Tarifas de Acesso e criação de outras que são consideradas pelo Regulador como custo de energia e imputáveis ao consumo, quer sejam rubricas totalmente novas - têm impacto relevante para o comercializador considerando, designadamente, que (i) no âmbito dos contratos em vigor com clientes B2B com maturidades muito longas e que na altura da negociação e celebração dos mesmos as novas rubricas poderiam não existir e conseqüentemente não foram considerados; (ii) o valor de eventuais novas rubricas pode ser materialmente determinado por decisão regulatória a cada ano (quando estabelece o preço de reserva de leilões, por exemplo) tornando-se impossível assegurar a sua inclusão na formação do preço a mais de um ano.

Em face do exposto, a EDP entende, desde logo, que a desagregação referida apenas poderá incluir exclusivamente os encargos regulados que a ERSE, no âmbito da respetiva regulamentação, imputa ao consumo, e não os custos inerentes à atividade de comercialização que constituem informação comercialmente sensível e cujo conhecimento, pelos clientes, não servirá o propósito de contribuir para uma

compreensão mais clara do conteúdo da fatura. Por outro lado, a EDP considera que, uma vez que a proposta permite tanto a desagregação como não explicitação dos encargos imputados ao consumo, tal deverá ser compatível com a possibilidade de implementar uma ou outra opção conforme se trate de faturação de clientes do segmento comercial ou de consumidores, uma vez que apresentam perfis distintos, que a regulamentação tem vindo a tratar de forma diferenciada.

Nesse sentido, os comercializadores poderiam optar por não desagregar os encargos imputados ao consumo nas faturas emitidas aos consumidores, integrando-os no preço da energia, por entender que, estão em causa contratos de menor duração, sem períodos de fidelização, podendo o comercializador refletir no período contratual seguinte possíveis alterações. A isto acresce que, estamos perante conceitos de difícil apreensão para o consumidor comum, podendo, porventura, introduzir alguma confusão sobre a natureza dos custos da fatura.

Pelo contrário, no que respeita ao fornecimento de clientes do segmento comercial, poderá optar-se pela desagregação dado que clientes do referido segmento têm, em regra, maior literacia e incentivo para compreender a composição do preço da energia, pelo que a identificação de uma parcela que, não incluindo qualquer margem do comercializador, pode implicar uma variação do preço, contribui, na opinião da EDP, para o maior esclarecimento destes clientes do segmento comercial. Adicionalmente, não é indiferente a circunstância de os contratos no segmento empresarial incluírem, por vezes, períodos de fidelização, que limitam a alteração das condições contratuais relativas ao preço. Acresce que, independentemente da existência destas fidelizações, trata-se, em regra, de contratos com períodos contratuais mais longos, que dificultam a estimativa, para a totalidade do período, de eventuais encargos (e a sua integração no pricing) e a eventual necessidade de refletir variações relevantes destes encargos no preço da energia determinado nos contratos de fornecimento.

Outro entendimento - isto é, que a ERSE, ao referir-se à totalidade das rubricas que compõem o preço, esteja a incluir aqui os custos da atividade não regulados que foram ponderados pelos comercializadores e que terão sido determinantes na formação dos preços da energia - **significaria impor aos comercializadores a obrigação de divulgar informação comercialmente sensível, que nada contribui para que o esclarecimento do cliente acerca dos valores faturados.**

Efetivamente, uma interpretação neste sentido, entraria em conflito com as regras de defesa e promoção da concorrência uma vez que, tal como a ERSE reconheceu no seu parecer à versão inicial do projeto de lei que esteve na origem da Lei n.º 5/2019, “a divulgação de margens comerciais e preços de compra configura divulgação de informação comercialmente sensível que, nos termos da Lei da Concorrência, deverá ser salvaguardada”. Com efeito, a divulgação de preços de compra e de margens comerciais é suscetível de lesar com severidade os operadores económicos, implicando a revelação aos concorrentes de segredos comerciais que são passíveis de proteção, assegurada pelo próprio direito da União Europeia (UE) e pelo direito nacional. Como refere a

Comissão Europeia, apoiada na jurisprudência do Tribunal Geral da UE (Acórdão de 18.9.1996, Postbank NV/Comissão, T-353/94, Col. 1996, p. II-921, § 87), «se a divulgação de informações acerca da atividade de uma empresa for suscetível de a lesar gravemente, tais informações constituem segredos comerciais. Como exemplos deste tipo de informações podem citar-se: (...) estruturas de custos e de preços e política de vendas de uma empresa» (cfr. Comunicação da Comissão relativa às regras de acesso ao processo, JO C 325, de 22.12.2005, p. 7, § 18). Adicionalmente, o excesso de transparência resultante da imposição legal de divulgação de margens comerciais implica que informação relativa a “dados relevantes de um ponto de vista estratégico” para a determinação dos preços se torne pública e seja livremente acessível por parte dos concorrentes da EDP Comercial, com o efeito pernicioso de se poder constituir num ponto focal de alinhamento para os restantes comercializadores livres a operar no mercado retalhista, correndo a empresa o risco de a posteriori vir a ser acusada de colusão.

Adicionalmente considera a EDP que a proposta regulamentar extravasa o espírito da própria Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, Lei da Assembleia da República que estabelece o regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, sem prejuízo do disposto na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, que cria no ordenamento jurídico mecanismos destinados a proteger o utente de serviços públicos essenciais.

Por fim, entende a EDP que a referida proposta regulamentar suscita dúvidas quanto à sua constitucionalidade, por eventual violação dos princípios da tutela da iniciativa privada e da confiança legítima.

Considera-se que a disposição em análise da presente proposta regulamentar, na medida em que impõe aos comercializadores a obrigação de identificar de forma autónoma e isolada na fatura os encargos imputados ao consumo, coloca em causa o direito à tutela da iniciativa privada, consagrado no artigo 61.º, n.º 1 da CRP, na sua vertente de liberdade de gestão e atividade da empresa. Este direito é considerado um direito fundamental que garante às atividades económicas, isto é, às empresas, a tendencial não limitação da liberdade de organização e gestão das unidades produtivas dos entes coletivos privados. Como direito fundamental, a Constituição confere-lhe a esfera de proteção normativa típica destes direitos.

A haver limitações ao direito à iniciativa privada, estas devem estar sempre sujeitas (i) à reserva de lei formal; (ii) à existência e salvaguarda de outro princípio, direito ou interesse igualmente defensável; e (iii) ao princípio da proporcionalidade.

Está aqui em causa, de um lado, o segredo de negócio através de partilha de informação comercialmente sensível, implicando na vertente de liberdade de gestão e atividade da empresa do direito à livre iniciativa privada e, de outro, a defesa da proteção dos consumidores como direito fundamental consagrado na CRP. Também por obediência ao princípio da proporcionalidade a Administração, *in casu* o Regulador, deverá escolher

dentro dos diversos meios ou medidas idóneas e congruentes de que disponha aqueles que sejam menos gravosos ou que causem menos danos, em concreto aos comercializadores, o que parece não estar a ser salvaguardado com a imposição aos comercializadores de divulgar informação comercialmente sensível, que em nada contribui para que o esclarecimento do cliente acerca dos valores faturados e consequentemente para a defesa da proteção dos consumidores.

Por outro lado, a disposição em análise colide com o princípio da confiança legítima, na medida em que a introdução de novas regras de obrigatoriedade de definir com mais detalhe na fatura que vai para além do que estava previsto na lei, cria um ambiente de insegurança jurídica, ferindo a confiança que os agentes. Efetivamente, o princípio da confiança legítima censura alterações súbitas, arbitrárias e altamente gravosas de normas em cuja continuidade os cidadãos e as empresas tenham depositado expectativas legítimas que tenham sido alimentadas pelos poderes públicos. Tal princípio apresenta-se como um dos limites da atividade discricionária da Administração Pública, sendo um dos corolários do princípio da boa-fé. A exigência da proteção da confiança é também uma decorrência do princípio da segurança jurídica, imanente ao princípio do Estado de Direito.

Por último e **relativamente à disposição do n.º 4 do artigo 45.º** a ERSE mantém que *“a utilização da fatura para fins promocionais de produtos ou serviços não relacionados com o fornecimento ou a utilização da energia não pode prejudicar a clareza e a compreensão pelos clientes dos termos faturados associados ao fornecimento de energia, sendo objeto de aprovação prévia pela ERSE”*. A EDP entende que **por motivos de clareza e transparência, a disposição deverá incluir um prazo para a ERSE se pronunciar, findo o qual se consideraria tacitamente aprovado**.

Neste sentido, a EDP sugere a inclusão de um novo número no artigo 45.º com a seguinte redação:

“5. Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE deverá pronunciar-se sobre o pedido de aprovação apresentado pelo comercializador no prazo máximo de 5 dias úteis, findo o qual se considera o pedido aprovado.”

3.2.13 Artigo 47.º | Tarifa social

O n.º 4 do artigo 47.º dispõe que cabe aos comercializadores divulgar, de forma clara e facilmente acessível, junto dos seus clientes a informação disponível sobre a existência e as condições de acesso à tarifa social, nas suas páginas na internet e através de informação semestral que acompanhe as faturas.

Atualmente, o acesso ao benefício é realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático da tarifa social de energia, pela DGEG, que efetua o cruzamento de dados recebidos dos agentes do sector, após verificação das condições de elegibilidade dos clientes junto da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social. Face ao automatismo de atribuição de tarifa social hoje existente, que não exige

nenhuma ação pela grande maioria dos beneficiários, a EDP sugere que o envio daquela informação passe a ter uma periodicidade anual, em alternativa ao envio semestral, à semelhança do que ocorre com as restantes comunicações anuais previstas no artigo 50.º.

A Proposta mantém a disposição do n.º 5 deste artigo, onde é determinado que “os comercializadores devem manter registos auditáveis sobre a aplicação da tarifa social, com informação sobre cada cliente e respetivo período de aplicação”.

Ora, de acordo com o comentário realizado anteriormente, aquando da consulta pública n.º 81, em parte alguma da Proposta se encontram os elementos que devem conter tais registos auditáveis, isto é, qual a informação sobre cada cliente (incluindo os seus dados pessoais) que deve (ou pode) constar dos registos. De acordo com a norma, o registo contém, pelo menos: (i) informação sobre elegibilidade de cada cliente; (ii) a identificação de cada cliente; (iii) o período da aplicação da tarifa social.

Assim, sob pena de os comercializadores incorrerem num desvio ao princípio da minimização dos dados (ao recolherem dados em excesso para efeitos do cumprimento desta obrigação regulamentar²) ou incorrerem numa contraordenação por incumprimento desta norma do RRC (ao recolherem e incorporarem no registo um conjunto de dados mais reduzido do que aquele que a ERSE espera consultar em caso de fiscalização), consideramos que **o formato dos registos deveria ser claramente definido no próprio RRC.**

3.2.14 Artigo 48.º | Acertos de faturação

Como comentário inicial a propósito deste artigo, **a EDP entende que o enquadramento regulamentar da temática dos acertos de faturação deverá ser apreciado tendo em consideração as regras de prescrição e caducidade do direito ao recebimento do preço do serviço prestado**, previstas no artigo 10.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, com a última redação que lhe foi dada pela Lei n.º 51/2019, de 29 de julho (“Lei dos Serviços Públicos Essenciais”).

O n.º 1 do artigo 10.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho determina que o direito ao recebimento do preço do serviço prestado prescreve no prazo de seis meses após a sua prestação. Significa isto que o prestador do serviço, *in casu*, o comercializador de energia, tem um prazo de seis meses, a contar da prestação do serviço, para em caso de não pagamento voluntário da respetiva fatura por parte do utente, exigir judicialmente o seu pagamento sob pena de prescrição do seu direito ao recebimento do preço do mesmo.

² Cf. artigo 5.º, n.º 1, alínea c) do RGPD.

O n.º 2 do mesmo artigo estabelece que se, por qualquer motivo, incluindo o erro do prestador do serviço, tiver sido paga importância inferior à que corresponde ao consumo efetuado, o direito do prestador ao recebimento da diferença caduca dentro de seis meses após aquele pagamento. Quer isto dizer que, verificada a previsão legal constante da mencionada norma, o prestador do serviço tem um prazo de seis meses, a contar do pagamento referente ao valor do consumo erradamente apurado, para exercer o direito ao recebimento da diferença entre tal valor e o valor do consumo efetivamente realizado, até à eventual cobrança judicial.

Ora, a aplicação do regime jurídico acima descrito, que visa a proteção dos consumidores e clientes dos comercializadores de energia, tem tido um impacto negativo relevante na atividade dos comercializadores que se vêem obrigados a suportar o pagamento dos consumos ao operador de rede, sem possibilidade de cobrar os mesmos aos clientes.

Concretizando, nas situações em que se verificou o fornecimento de energia por parte do comercializador, procedeu-se à correspondente faturação, mas verificou-se a necessidade de se corrigir a faturação inicialmente promovida, designadamente, por verificação de uma de duas situações : i) a faturação inicial foi promovida por defeito com recurso a estimativas de consumo, verificando-se a necessidade de a corrigir uma vez que a EDP foi habilitada com uma leitura real; e/ou ii) a faturação inicial foi erradamente promovida pelo comercializador, na sequência de eventuais erros de medição ou de leitura, o cliente reclamou da mesma, tendo-se verificado a necessidade de a corrigir, uma vez que a reclamação apresentada foi considerada procedente, o período de tempo entre a data de pagamento referente ao valor do consumo erradamente apurado e a correção da fatura, com a consequente emissão da fatura de acerto e exigência do pagamento da mesma pelo comercializador é muita vezes ultrapassado, ficando os comercializadores duplamente onerados, por um lado, com dívida incobrável junto do clientes e, por outro, com a obrigação de pagamento dos consumos ao operador de rede de distribuição.

Face ao exposto, a EDP sugere a inclusão de um novo número no artigo 48.º com a seguinte redação:

“n.º 6 – Quando o acerto de faturação a efetuar pelos comercializadores tenha por base consumos realizados no período superior a 5 meses anteriores à data da disponibilização dos dados pelo operador de rede de distribuição, e dele resultar um valor superior ao do consumo anteriormente faturado, o comercializador pode, no prazo máximo de 60 dias a contar da data da disponibilização da informação pelo operador de rede de distribuição, informá-lo da impossibilidade de proceder ao acerto da faturação junto do cliente, em virtude do regime aplicável em sede de caducidade, e solicitar a anulação do valor correspondente.”

A EDP considera que o prazo de 5 meses permite uma margem de 1 mês até ao prazo de caducidade legalmente estabelecido de 6 meses, sendo este mês o período necessário para acautelar o tempo de faturação do comercializador ao cliente final (que pode não coincidir com a data em que o ORD disponibiliza os dados ao comercializador), e o subsequente prazo para pagamento pelo cliente, de forma a assegurar que o consumo não se encontra já caduco na data de faturação pelo comercializador ao cliente final, e até à respetiva data limite para pagamento.

Adicionalmente e quanto ao n.º 7 do artigo 48.º atualmente em vigor que determina que nas situações previstas no n.º 6 do mesmo artigo, **o comercializador deve apresentar ao cliente, na fatura de acerto, um plano de regularização mensal** do valor em dívida, num máximo de 12 prestações nos termos do qual o valor a regularizar em cada fatura individualmente considerada não deve exceder a percentagem do consumo médio mensal aprovada pela ERSE. Da aplicação prática tem-se observado que um número significativo de clientes aos quais são aplicados os planos de regularização de forma automática, transmitem que não pretendem o plano de regularização, faculdade que lhes é conferida e que é reconhecida pela ERSE, em concreto, no n.º 8 do mesmo artigo que estabelece que a obrigação de fracionamento do pagamento prevista no número anterior não prejudica o direito de opção do cliente pelo pagamento integral do valor em dívida.

Neste contexto, **a EDP entende que a proposta regulamentar deveria prever possibilidade da apresentação do plano de regularização mensal do valor em dívida ser condicionada ao acordo prévio do cliente**, ficando do lado do comercializador a obrigação de questionar o cliente sobre a sua pretensão, i.e., se o cliente optar pela adesão ao plano de regularização o mesmo é acionado pelo comercializador, caso contrário, o comercializador fatura o montante global e o cliente procede ao seu pagamento integral.

3.2.15 Artigo 50.º | Informação anual sobre tarifas e preços

O n.º 2 do artigo 50.º passou a prever que o comercializador deve informar, anualmente, cada um dos seus clientes sobre a composição das tarifas e preços aplicáveis, incluindo os custos de interesse económico geral e a quantificação do seu impacto nas condições por si praticadas, sendo que antes previa "seu impacto nas tarifas de venda a clientes finais", gostaríamos de esclarecer qual é a alteração pretendida. Alertamos também para o facto de o artigo 7.º do Anexo I não ter sido alterado em conformidade

3.2.16 Artigo 65.º | Pagamento de compensações

O n.º 3 do artigo 65.º estabelece que qualquer compensação devida por comercializador ou operador de rede, nos termos do RQS, deve ser paga, na ausência de disposição especial, na primeira fatura emitida após 45 dias seguintes à prática do facto que originou o direito à compensação.

A este respeito, **quando a compensação é devida a uma pessoa que não tem uma relação de clientela com um comercializador**, o pagamento deve ser feito diretamente pelo ORD que, para o efeito, contacta o beneficiário por todos os meios disponíveis. Neste âmbito, **ficam por definir os meios a que o ORD deve recorrer para tentar garantir o pagamento da compensação ao cliente que a ela tenha direito.**

Adicionalmente, notamos a **ausência de diversos aspetos incluídos no RQS sobre compensações, sugerindo-se a sua inclusão neste RRC, como por exemplo: o direito de regresso do comercializador em relação aos operadores de rede** do valor das compensações, de natureza técnica e comercial, pagas aos seus clientes que resultem de incumprimentos da responsabilidade do ORD, nos casos de incumprimento do n.º 4, do artigo 65.º da Proposta.

3.2.17 Artigo 78.º | Interrupções por facto imputável ao cliente

No que concerne às interrupções de fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente, o n.º 3 deste artigo estabelece que para os clientes do fornecimento de energia elétrica em BTN, a interrupção do fornecimento na situação de falta de pagamento dos montantes devidos no prazo estipulado, pode apenas efetivar-se após a concretização de redução da potência contratada.

Esta medida, adotada na última revisão do RRC, cria um incentivo para que os clientes regularizem a sua situação de incumprimento de pagamento, mantendo ainda assim o fornecimento de energia elétrica à sua instalação de consumo. Neste sentido, e tendo em conta que os automatismos bidireccionais dos equipamentos de medição em BTN em redes inteligentes permitem a atuação remota, quer na redução de potência, quer na reposição da potência contratada, entendemos que a redução de potência, nos termos supra referidos, deveria ser possível todos os dias durante as 24 horas. Contudo, no caso em que a operação de reposição da potência, realizada em dias não úteis, não conseguir ser concluída com sucesso, a mesma seria realizada no primeiro dia útil subsequente.

3.2.18 Artigo 79.º | Pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente

A versão revista do n.º 4 do artigo 79.º propõe a alteração de 5 para 10 dias do prazo de pré-aviso para a concretização de **redução da potência contratada**. A este respeito, **a EDP defende que o prazo de pré-aviso deverá manter-se inalterado** por entender que (i) o regime legal e regulamentar aplicável prevê um prazo suficientemente amplo para o pagamento das faturas por parte dos clientes, entre 22 e 39 dias, considerando os prazos de pré-aviso, incluindo as dilações, previstos na legislação e regulamentação aplicáveis (ii) a prática tem demonstrado que os clientes usam a data limite de pagamento como mecanismo retardador do pagamento da fatura de energia, pelo que o alargamento do prazo para a concretização de redução da potência contratada nos termos agora proposta levará a um incremento da dívida mensal, já que os clientes, nesta fase, não terão qualquer restrição a nível de consumo. A isto acresce que a taxa

de sucesso do pagamento tem aumentado com a implementação de outras iniciativas, designadamente, o envio aos clientes de pré-aviso adicional alertando para a proximidade da data-limite de pagamento da sua fatura.

Relativamente ao n.º 7 deste artigo, respeitante ao prazo que o operador de rede dispõe para realizar a interrupção do fornecimento, após a data constante do pré-aviso, a ERSE propõe para os clientes em BTN que esse prazo seja alterado de 5 para 10 dias úteis. **A EDP reconhece esta alteração poderá permitir aumentar a taxa de interrupções bem-sucedidas dentro do prazo previsto na regulamentação no que respeita às instalações não integradas na rede inteligente**, no entanto **propõe a manutenção do atual prazo de 5 dias úteis para todas as instalações já integradas na rede inteligente**, uma vez que na prática o operador de rede de distribuição tem demonstrado conseguir executar a interrupção de fornecimento na generalidade destas instalações num prazo inferior.

Por último, a EDP defende que o prazo indicado para realizar a interrupção dos clientes BTN dever ser reavaliado com base na conclusão do roll-out da rede inteligente, onde um prazo tão alargado deixa de ter justificação.

3.2.19 Artigo 82.º | Resolução do contrato por parte do comercializador

A EDP constatou, a propósito do presente artigo, que a proposta regulamentar excluiu das situações que permitem a resolução do contrato pelo comercializador a verificação da existência de procedimento fraudulento, eliminando da proposta de redação do novo artigo 82.º, n.º 1, a referência à alínea g) do artigo 79.º (da versão em vigor). Efetivamente, esta situação deixou de ser motivo de interrupção do fornecimento à luz do RRC, passando a estar regulada exclusivamente na Proposta do novo Regulamento Relativo à Apropriação de Energia Indevida, seguindo a previsão do artigo 263.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Desta forma e sem prejuízo desta temática passar a estar regulada em regulamento autónomo, de um ponto de vista de sistematização da regulação das relações entre o comercializador e o cliente **a EDP considera que a presente proposta regulamentar deveria continuar a prever a possibilidade de o comercializador resolver o contrato em caso de apropriação indevida de energia**, evitando-se assim um possível vazio regulamentar.

3.2.20 Artigo 144.º | Propriedade das ligações (das RDF à RESP)

O artigo 144.º dispõe que após a sua construção, e uma vez considerados em condições técnicas de exploração, os elementos de ligação ficam a fazer parte integrante da RESP.

A EDP entende que, ao exemplo do que está previsto no n.º 6 do artigo 180.º relativo ao SNG, esta disposição poderia ser complementada com a **prestação de uma garantia por parte do ORDF**, i.e., o operador da rede ao qual é solicitada a ligação teria o direito de exigir ao ORDF a prestação de uma garantia, válida pelo período de dois anos, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação, para suprir eventuais deficiências de construção.

3.2.21 Artigos 28.º, 183.º e 186.º | Medição, leitura e disponibilização de dados

A proposta estabelece nas disposições dos artigos em título que as variáveis relevantes para efeitos de faturação e para a participação em mercado são objeto de medição ou determinadas a partir de valores medidos. A EDP partilha do entendimento da ERSE com as disposições, mas entende que a referência à “participação em mercado” deve ser clara, quanto à inclusão da participação em mercados de serviços de sistema ou de serviços de flexibilidade.

3.2.22 Artigo 184.º | Pontos de medição

A Proposta considera uma nova disposição que permite, em casos de especial complexidade, devidamente justificada pelo operador de rede à ERSE, a constituição como pontos de medição os pontos de medição internos às instalações dos utilizadores da rede, podendo, ainda, ser utilizadas contagens parciais, para efeitos de agregação por equipamentos de medição concentradores ou tratamento centralizado de dados. Estas situações, aliás, podem aplicar-se, designadamente, para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor.

A este respeito, a EDP entende que os referidos pontos de medição podem ser relevantes em situações particulares, e isso deve ser diferenciado entre a procura e a geração:

- No lado da procura, onde a granularidade dos dados do equipamento principal de medida não é adequada para os serviços a serem prestados ou quando coexistem vários fornecedores/agregadores para a mesma conexão (para cargas parciais);
- No lado da geração onde os ativos são obrigados a consumir energia com o objetivo único de posteriormente fornecer serviços para compensar a energia reativa (conforme previsto no RfG), e são compensados pelos ORT por essa energia (o que significa que o próprio ORT requer sub-medição), ou nas situações em que para um mesmo parque de centrais coexistam regimes remuneratórios diferentes, ou ainda em configurações de redes internas que incluam várias tecnologias, mas que apenas uma parte presta serviços de sistema ou de flexibilidade.

Neste contexto, a ERSE deve estabelecer regras adequadas de monitorização e validação para evitar distorções com fornecedores de serviços de flexibilidade/serviços de sistema, de forma a evitar que o mesmo seja remunerado pelo serviço prestado por um ativo específico em detrimento de um desequilíbrio nos restantes ativos do ponto de conexão e, portanto, não entregando realmente um benefício ao sistema. Importa também referir que a redação do nº 5 deve incluir uma menção expressa à prestação de serviços de sistema, sugerindo-se a seguinte redação:

“5 - O disposto no número anterior pode aplicar-se, designadamente, para efeitos de prestação de serviços **de sistema ou serviços** de flexibilidade, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor.”

A EDP considera igualmente importante que nas situações em que a instalação de equipamentos de medição internos à instalação se revele indispensável, quer seja para a prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade, quer seja para a gestão da procura, estes equipamentos devem ficar sujeitos ao cumprimento de requisitos e certificações aplicáveis aos equipamentos de medição do operador de rede. A este respeito, e considerando que os equipamentos serão usados para faturação, entendemos que seria mais transparente se os mesmos fossem explorados pelo operador de rede ou, no mínimo, cumprissem com os requisitos do operador de rede garantindo a interoperabilidade com os sistemas de recolha e gestão de dados e de sincronização temporal usados pelo operador de rede.

Por fim, entendemos que devem ser definidas regras claras sobre a alocação de responsabilidades relativas à operação e manutenção destes equipamentos de medição e à abordagem a adotar em caso de falha de dados para faturação.

3.2.23 Artigo 185.º | Fornecimento, instalação, manutenção e substituição de equipamentos de medição

Faz-se notar que ao longo da proposta regulamentar foram eliminadas todas as referências à situação em que existe duplo equipamento no SEN, nomeadamente em matérias de medição, contabilização de energia transitada, correção de erros de leitura e de medida. Contudo, a redação do n.º 6 deste artigo determina que “sempre que o cliente assim o pretenda, pode instalar um segundo equipamento de medição”. Desta forma, entendemos que deverá ser clarificada a pertinência, ou não, da eliminação das disposições relativas ao duplo equipamento.

No que concerne ao n.º 7 do presente artigo, sugere-se que seja estabelecido um conjunto de características mínimas que o equipamento de medição tenha de cumprir para que a integração seja automaticamente aceite

3.2.24 Artigo 222.º | Determinação das quantidades de energia elétrica associadas às carteiras de agregação

A proposta estabelece no n.º 1 deste artigo que “os operadores de rede determinam as quantidades de energia elétrica associadas a cada carteira de agregação para efeitos da prestação de serviços de sistema ou serviços de flexibilidade à rede por agregação de instalações elétricas”.

Não obstante, a EDP entende que as quantidades de energia elétrica associadas a cada carteira de agregação também devem ser consideradas para efeitos de participação em mercado, dando como exemplo a colocação dos excedentes de autoconsumo em mercado através de agregação.

3.2.25 Artigo 241.º | Extinção de tarifas transitórias

A alínea a) do n.º 1 do artigo 240.º prevê a contratação de fornecimento de energia elétrica ou de gás com os comercializadores de último recurso, e o artigo 247.º estabelece os princípios gerais do fornecimento supletivo, onde dispõe sobre as situações em que esse fornecimento é prestado pelos comercializadores de último recurso, o qual pode ocorrer posteriormente à extinção das tarifas transitórias. Assim, propõe-se a seguinte alteração à redação do n.º 1 do artigo 241.º:

*“1 - A modalidade de contratação prevista na alínea a) do n.º 1 do Artigo 240.º concretiza-se por aplicação **das tarifas supletivas ou das tarifas transitórias aprovadas pela ERSE para os limiares de fornecimento previstos na lei.**”*

A EDP faz notar que as disposições do artigo 241.º apenas fazem referência aos clientes da carteira do CUR sujeitos à aplicação das tarifas transitórias, determinando a sua passagem para a carteira de um comercializador em regime de mercado. Não obstante, a EDP salienta que, à data da extinção das tarifas transitórias, poderá haver um conjunto de clientes que não se enquadram nas tarifas transitórias, mas sim nas tarifas supletivas (e.g., cliente fornecido em MT que já hoje faça parte da carteira do CUR por impedimento de comercializador). Por este motivo, entendemos que a Proposta deverá ser revista, de forma a contemplar este tipo de situações.

3.2.26 Artigo 242.º | Princípios gerais da mudança de comercializador e de agregador

O n.º 14 deste artigo prevê que a existência de valores em dívida de um cliente junto de um comercializador de energia elétrica ou de gás não impede a mudança para outro comercializador. De seguida o n.º 15 deste mesmo artigo estabelece que “Sem prejuízo do disposto no número anterior, a existência de valores em dívida vencida para com o operador da rede a que a instalação de consumo do cliente se encontra ligada, no caso dos clientes que sejam agentes de mercado, ou para com um comercializador de último recurso, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução alternativa de litígios, impede o cliente de escolher um outro comercializador.”

Atualmente, o número de comercializadores com ofertas em mercado é muito superior àquele que se verificava quando a norma regulamentar foi criada e implementada, constatando-se nos últimos anos que a mesma tem permitido que um cliente em situação de incumprimento transite livremente entre comercializadores em regime de mercado, impossibilitando aos comercializadores cessantes de recuperar os valores em dívida, que se vem adensando de forma significativa, e dando origem a criação de nova dívida para os comercializadores cessionários, perpetuando comportamentos abusivos dos clientes, contrários ao espírito do quadro regulamentar.

Neste contexto, a EDP defende que **a disposição prevista no n.º 15 seja alargada aos restantes comercializadores de energia elétrica e de gás**, tratando de forma igual todos os comercializadores e clientes que se constituam como agentes de mercado, o que se entende que irá criar condições para que os valores em dívida aos comercializadores cessantes possam diminuir e, como tal, o impacto negativo que essa dívida deixada tem sobre os restantes clientes cumpridores possa também diminuir.

Face ao exposto, **sugere-se alteração da redação do n.º 15º nos seguintes termos:**

“15 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, a existência de valores em dívida vencida para com o operador da rede a que a instalação de consumo do cliente se encontra ligada, no caso dos clientes que sejam agentes de mercado, para com um comercializador de último recurso ou para com um comercializador em regime de mercado, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução alternativa de litígios, impede o cliente de escolher um outro comercializador.”

Por último, e tendo também em vista acautelar o acumular da dívida dos clientes juntos dos comercializadores, a EDP propõe que a proposta regulamentar preveja a possibilidade de o registo do ponto de entrega passar a contemplar informação sobre o número de pedidos de interrupção de fornecimento por falta de pagamento dos montantes devidos nos últimos 12 meses.

3.2.27 Artigos 248.º e 249.º | Fornecimento supletivo por impedimento de comercializador e por ausência de oferta

A EDP considera positiva a Proposta no sentido de limitar no tempo o fornecimento supletivo pelo CUR aos clientes que beneficiem desta modalidade, em resultado das situações previstas na Proposta.

No entanto, considera-se que a Proposta beneficiaria se **os termos do procedimento concorrencial de transferência da carteira do CUR para a carteira do comercializador em regime de mercado, já estivessem aqui estabelecidos** ou, em alternativa, que estivesse previsto prazo no qual a ERSE deve colocar este tema a discussão pública.

O n.º 3 do artigo 249.º, sobre o fornecimento supletivo por ausência de oferta, determina que **a ausência de oferta pode ser comprovada pela existência de, pelo menos, uma situação identificável de recusa ou indisponibilidade** para fornecimento por parte de comercializador em regime de mercado, incluindo a **existência de procedimento concursal que tenha resultado vazio**, desde que as condições de consulta a mercado tenham explicitado preço igual ou superior ao praticado pelo comercializador de último recurso. A EDP entende que **a disposição deve ser clarificada, desde logo, estabelecendo os meios pelos quais se determina a “existência de, pelo menos, uma situação identificável de recusa ou indisponibilidade para fornecimento por parte de comercializador em regime de mercado”**, i.e., estabelecendo o meio de prova.

Refira-se que os procedimentos concursais podem ser apresentados através de um portfólio de instalações com volumes e preços diversos, que poderão dificultar a verificação do cumprimento do requisito de preço, devendo igualmente o interessado identificar de forma clara o resultado do concurso. Por este motivo, a EDP entende que toda a informação necessária para efeitos de contratação de fornecimento supletivo, resultante de procedimento concursal que tenha resultado vazio, deve ser estabelecida de forma clara, através de um documento padronizado que comprove a ausência de oferta, para que o CUR possa verificar diligentemente a elegibilidade do cliente.

Por outro lado, importa clarificar se o procedimento concorrencial de transferência de clientes para comercializador em regime de mercado previsto no n.º 6 do artigo 248.º da Proposta, fica abrangido pela disposição do n.º 3 do artigo 249.º, supra referida. Adicionalmente, a EDP entende que **o procedimento concorrencial de transferência de clientes previsto nos n.º 6 do artigo 248.º e n.º 5 do artigo 241.º da Proposta** estabelece a mudança de comercializador dos clientes em fornecimento supletivo por impedimento de comercializador e aqueles abrangidos pelas tarifas transitórias para o regime de mercado, respetivamente, pelo que se defende que o mesmo deverá estar na esfera de competências da entidade responsável pela mudança de comercializador, isto é do OLMCA.

Por fim, o n.º 8 do artigo 249.º estabelece que a ERSE, em **situações de demonstrada persistência de condições que determinem a ausência de oferta por comercializadores em regime de mercado**, pode estabelecer a existência de fornecimento supletivo por ausência de oferta sem prazo de fornecimento limitado. A este respeito, a EDP entende que por temas de clareza e transparência, **a proposta regulamentar devia prever em que medida se pode considerar que as situações conferem um carácter persistente**, levando a uma situação de permanência do cliente na carteira do CUR. Adicionalmente, a EDP solicita o esclarecimento sobre a situação de permanência do cliente na carteira do CUR, já que nessa situação a Proposta não prevê a sua passagem para a carteira de um comercializador em regime de mercado, em momento posterior.

3.2.28 Artigo 250.º | Intermediação de comercialização

O n.º 6 do artigo 250.º determina que para efeitos de aplicação do regime supletivo no fornecimento de energia previsto no Artigo 248.º, considera-se a situação específica do comercializador que assume diretamente as obrigações de relacionamento comercial com os operadores de rede ou operadores de mercado.

A este respeito, a EDP considera que a Proposta não clarifica sobre quais são as consequências se o comercializador intermediário deixar de cumprir as suas obrigações, sugerindo-se uma maior densificação do articulado sobre esta matéria.

3.2.29 Artigo 253.º | Elementos do contrato

No que concerne ao Artigo 253.º, n.º 1, alínea b) da proposta de articulado, cremos que o mais correto será estipular que o contrato deverá incluir a informação relacionada com o tratamento de dados pessoais, em conformidade com os requisitos impostos pelo teor do Artigo 13.º do RGPD e não incluir uma política de privacidade, na medida em que a informação que é obrigatório prestar aos titulares corresponde ao teor do Artigo 13.º do RGPD, a qual poderá ser transmitida através duma política de privacidade (por exemplo num website) ou através duma cláusula do contrato ou, ainda, através de um anexo.

Pelo que subsumir a obrigação de incluir uma política de privacidade no contrato não constitui a medida legislativa mais adequada.

3.2.30 Artigo 255.º | Modalidades (de acesso ao regime de mercado grossista)

A proposta considera que para efeitos do presente Regulamento, considera-se regime de mercado grossista a contratação de energia elétrica ou de gás, através das seguintes modalidades:

“1 d) - Contratação da compra e venda de energia elétrica por agregador de último recurso para efeitos de agregação ou representação de produtores ou autoconsumidores nos termos da lei;

1 e) - Contratação da compra e venda de energia elétrica ou de gás por comercializador, agregador ou entidade legalmente habilitada, para efeitos de agregação ou representação de clientes, produtores ou entidades que operem instalações de armazenamento autónomo, incluindo a atuação em mercados de serviços de sistema ou de balanço, abrangendo estes também a prestação de serviços de flexibilidade;”

A EDP defende que, tal como estabelecido na alínea d) do n.º 1 deste artigo, a disposição da alínea e) também deverá incluir os autoconsumidores, considerando, aliás, que a regulamentação prevê que a colocação dos excedentes de autoconsumo deve ser realizada primordialmente pelo agregador de mercado e não pelo AUR, que terá um carácter supletivo. Adicionalmente, defende-se que o armazenamento autónomo em autoconsumo, ligado direta ou indiretamente à RESP, também devia ser considerado neste ponto, de forma a prever a sua possível participação no mercado de serviços de sistema, ou na prestação de serviços de flexibilidade.

3.2.31 Artigo 274.º | Modalidades de agregação e representação

A alínea c) do n.º 2 do artigo 274.º estabelece que a contratação através de agregação e representação pode concretizar-se através da contratação da compra e venda de excedentes entre quaisquer dois agentes agregadores, sem prejuízo do pagamento dos encargos pela utilização das redes que sejam devidos.

Ora, não resulta claro em que situações a contratação da compra e venda entre agregadores ou representantes poderão resultar em encargos pela utilização das redes dos operadores, solicitando-se o esclarecimento à ERSE sobre este ponto.

3.2.32 Artigo 277.º | Princípios gerais da agregação de último recurso

O n.º 1 do presente artigo determina que “Nos termos da lei, integram o conceito de agregação de último recurso, as seguintes situações:

- a) A aquisição de energia elétrica pelo agregador de último recurso aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;
- b) A aquisição de energia elétrica pelo agregador de último recurso aos produtores de energia renovável, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA; e
- c) A aquisição de energia elétrica pelo agregador de último recurso aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP”.

Adicionalmente, o n.º 3 deste artigo acrescenta que sem prejuízo do disposto nos artigos seguintes, a agregação supletiva, nos casos em que o agregador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a respetiva atividade e de ausência de oferta de compra por parte de agregadores em regime de mercado, é limitada a um período máximo de 4 meses, contados da data de início de aquisição pelo agregador de último recurso.

Não obstante, **não é claro o que acontece aos clientes que têm contrato em vigor com o CUR, na sua função de AUR, que até à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022 assumia o papel de Facilitador de Mercado.** Desta forma, a EDP solicita esclarecimentos sobre o tratamento a dar a estes produtores e autoconsumidores, aquando da entrada em vigor da nova regulamentação.

A EDP considera igualmente importante que a Proposta clarifique o que deve ser apresentado ao AUR, para que este possa considerar o pedido de adesão à agregação de último recurso ao abrigo de ausência de oferta de compra por parte de agregadores em regime de mercado.

Relativamente aos contratos a celebrar com o AUR, o n.º 4 deste artigo estabelece que cabe à ERSE aprovar as condições gerais dos contratos de aquisição de energia pelo agregador de último recurso no âmbito da agregação supletiva.

A este respeito, a EDP salienta que, tendo em consideração que a minuta atual do contrato entre os produtores/autoconsumidores e o Facilitador de Mercado já não cumpre com as disposições do quadro legal atual, é fundamental que **a ERSE proceda com a maior brevidade à revisão da minuta contratual, onde a contraparte será o AUR.**

Adicionalmente, também se salienta a importância do tratamento das Garantias de Origem na nova revisão da minuta, já que tal como os princípios para a aquisição da produção renovável e dos excedentes de autoconsumo pelo AUR, também **deveriam estar estabelecidos os princípios da aquisição das GO associadas**, se assim for do interesse das partes.

Por último, e ao exemplo do que já foi referido no ponto 2.2.25 deste documento de resposta, a EDP entende que o procedimento concorrencial de transferência de clientes previsto no n.º 5 do artigo 278.º da Proposta estabelece a mudança de agregador dos agentes em agregação supletiva por impedimento de agregador para um agregador em regime de mercado, pelo que o mesmo deve estar na esfera de competências da entidade responsável pela mudança de agregador, isto é, do OLMCA.

3.2.33 Artigo 304.º | Participação da procura e de pequena produção na prestação de serviços de sistema e de flexibilidade

Face à natureza deste artigo, a EDP entende que tanto a sua designação como as suas disposições, para além da procura e pequena produção na prestação de serviços de sistema e serviços de flexibilidade, **deve ser igualmente incluída a referência ao armazenamento**, solicitando-se desde já as necessárias alterações para este efeito.

3.2.34 Artigo 315.º | Faturação do operador da rede de transporte ao agregador de último recurso pela entrada nas redes de produção

Faz-se notar que o referido artigo não tem qualquer disposição associada.

3.2.35 Artigo 330.º | Custos com a mudança de comercializador

A regulamentação em vigor estabelece que os custos incorridos pelo OLMC são faturados ao operador da rede de transporte, no caso do gás natural, ou ao operador da rede de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão, no caso da energia elétrica, em ambos os casos por aplicação da tarifa de operação logística de mudança de comercializador, nos termos do RT.

Na Proposta, a ERSE propõe transferir a responsabilidade de pagamento dos custos incorridos pelo OLMCA dos operadores de rede para os comercializadores cessionários, sendo o montante a pagar calculado com base no número de mudanças de comercializador ativadas no fornecimento de eletricidade ou de gás. Sobre este preceito, a ERSE refere nos documentos justificativos que acompanham as revisões aos Regulamentos Tarifários do SEN e do SNG, no âmbito da presente consulta pública e consulta pública n.º 114, respetivamente, que em caso de cessações ou denúncias de contrato sem outro comercializador que o substitua (saídas diretas), ou de captação de contratos relativos a instalações anteriormente sem abastecimento de eletricidade (entradas diretas), não haverá lugar a um pagamento.

A EDP concorda com a ERSE sobre esta matéria, sugerindo a sua inclusão na disposição do artigo 330.º, de forma que fique clara esta determinação. Por analogia, a EDP estende esta solicitação ao artigo 331.º, sobre a mudança de agregador.

3.2.36 Artigo 358.º | Aquisição e venda de energia elétrica

A EDP entende que as disposições do presente artigo devem incluir a referência aos autoconsumidores, ao exemplo do que já está considerado para os produtores, clientes ou titulares de instalações de armazenamento autónomo.

3.2.37 Artigo 377.º | Preços

Relativamente à informação sobre preços que os comercializadores devem enviar à ERSE, a alínea a do n.º 2 deste artigo refere que deve constar a tabela de preços de referência que se propõem praticar aos clientes em Baixa Tensão de energia elétrica. A este respeito, a EDP faz notar que, uma vez que na BTE não se praticam tabelas de preços de referência, a menção aos clientes em Baixa Tensão deve ser alterada para Baixa Tensão Normal.

3.2.38 384.º | Atrasos de pagamento pelos clientes

O n.º 1 do artigo 384.º dispõe que os comercializadores têm o dever de enviar à ERSE informação sobre as taxas de juro aplicáveis em caso de mora. Sobre esta situação, importa referir que as taxas de juros de mora são publicadas em Diário da República semestralmente, pelo que sugerimos a revisão deste dever de reporte, mantendo apenas a obrigação de reporte atinente a outros mecanismos previstos em caso de mora.

3.2.39 Artigo 440.º | Recomendações e orientações da ERSE

O n.º 4 do artigo 440.º determina que as entidades destinatárias das recomendações da ERSE devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na internet, as ações adotadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas, conforme previsto no atual Regulamento (n.º 4 do artigo 423.º).

Nos termos da regulamentação em vigor, sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações e orientações aos agentes sujeitos à sua regulação, no sentido de serem adotadas ações consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos Regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE, nomeadamente as relativas ao funcionamento do mercado e à proteção dos direitos dos clientes.

As referidas recomendações não são vinculativas para os operadores, comercializadores e demais agentes de mercado visados, mas o não acolhimento das mesmas implica o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à atuação recomendada ou ainda, sendo esse o

caso, de outras ações que considerem mais adequadas à prossecução do objetivo da recomendação formulada.

A EDP entende a necessidade das entidades destinatárias disponibilizarem publicamente informação quando não implementam as Recomendações da ERSE, contudo considera desnecessário que se publique ou divulgue as ações adotadas para a implementação das mesmas, não se revelando claro em que medida a divulgação desta informação contribui para um maior esclarecimento dos clientes tendo em vista a sua proteção. Assim, a EDP sugere que o n.º 4 do artigo 440.º seja alterado no sentido de se excluir aquela obrigação nos seguintes termos:

“4 - As entidades destinatárias das recomendações da ERSE devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na internet, as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.”

3.2.40 Artigo 7.º - Anexo I | Informação anual

O n.º 3 do artigo 7.º do Anexo do RRC determina que a utilização da informação anual para fins promocionais de produtos ou serviços não relacionados com o fornecimento ou a utilização da energia é objeto de aprovação prévia pela ERSE. Assim, ao exemplo do comentário anteriormente realizado ao n.º4 do artigo 45.º, a EDP reforça que por motivos de clareza e transparência, a disposição deverá incluir um prazo para a ERSE se pronunciar, findo o qual se consideraria tacitamente aprovado.

4 Regulamento Tarifário

4.1 Comentários Gerais

4.1.1 Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento

A EDP concorda com a isenção do pagamento das tarifas de Acesso às Redes para as instalações de armazenamento autónomo, pelo carregamento de energia a partir da RESP, criando um quadro legislativo uniforme para todas as tecnologias de armazenamento. **Acrescenta-se ainda que esta isenção deve também ser aplicável às instalações de armazenamento ligadas a centros electroprodutores, quando estão a ser carregadas a partir da RESP, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para injeção na RESP. Da mesma forma, consideramos que a energia proveniente da RESP para carregamento de uma instalação de armazenamento em autoconsumo e que volte a ser injetada na RESP (i.e., como excedentes de autoconsumo) deve ficar isenta do pagamento das tarifas de Acesso às Redes.**

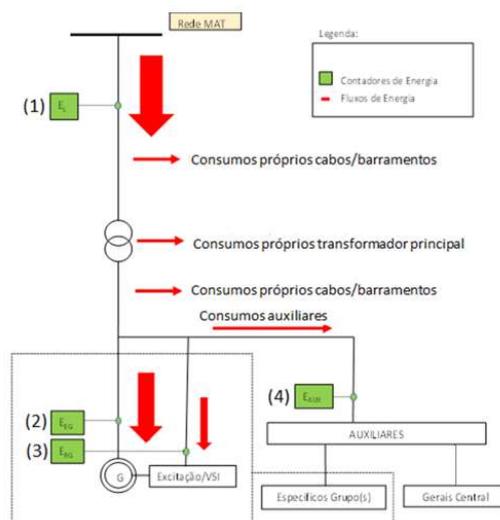
A aplicação destas tarifas no carregamento de energia a partir da RESP representa um acréscimo de custos que no limite pode inviabilizar economicamente o ciclo carregamento/descarregamento.

Tendo em conta a importância destas tecnologias, esta disposição possibilita o investimento nestas tecnologias. Adicionalmente, serão instalações que no futuro, muito provavelmente, poderão prestar garantia de potência, caso esse serviço venha a ser necessário para a adequação do Sistema.

A disposição seguida nesta alteração regulamentar está em linha com as metas e propósitos europeus, tendo o armazenamento um papel fundamental na operação do sistema. De ressaltar que a bombagem é ainda hoje a maior fonte de armazenamento a nível europeu (representando cerca de 97% do armazenamento total), e Portugal não é exceção. Tendo em conta os custos das restantes tecnologias de armazenamento, continua a ser a tecnologia de armazenamento com maior potencial (situação que não se prevê vir a ser alterada a curto/médio prazo). A mais-valia da bombagem está na sua flexibilidade, capacidade de ajustar a sua operação às necessidades do sistema.

De um ponto de vista de equilíbrio do sistema, esta flexibilidade e possibilidade de usar produção excedente nos períodos de menor consumo deve ser valorizada porque acrescenta capacidade de fornecer serviços de sistema e até de garantia de potência em períodos de necessidade, que poderá levar a custos evitados de desenvolvimento da rede.

No caso da bombagem, o atual modelo de contagem de fluxo de energia é feito do seguinte modo (em detalhe na figura seguinte):



- No caso da generalidade dos aproveitamentos hidroelétricos, a energia considerada para o serviço de bombagem/compensador = Medição contador (2)
- No caso particular de Venda Nova III (VNIII) = Medição contador (2) + (3)
- Nesta situação, a energia relativa aos equipamentos específicos do grupo, contador (4), aos consumos próprios do transformador principal, barramentos e cabos, assim como do transformador de excitação, que são parte integrante do processo produtivo, estão a ser consideradas como consumidor final durante o regime de funcionamento em bombagem e compensação síncrona.

Os consumos gerais da central, são necessários para garantir parâmetros de segurança e funcionamento dos equipamentos e da instalação, assim como para garantir condições de intervenção das equipas de operação e manutenção (ex.: bombas de drenagem, iluminação, elevadores, ventilação, climatização, tomadas elétricas, entre outros).

A energia relativa aos consumos de equipamentos que fazem parte integrante do processo produtivo, é considerada de maneira diferente consoante se está em modo Gerador ou nos modos de Bombagem ou Compensador Síncrono (ex.: transformadores do grupo, excitação e barramentos).

Assim, a EDP defende que esta isenção seja alargada a toda a energia utilizada no processo de bombagem, o que inclui não só o gerador em modo bomba, mas também todos os consumos das instalações auxiliares.

De forma similar, deve ser igualmente clarificado que **o consumo de eletricidade renovável das instalações de eletrólise da água (incluindo os respetivos sistemas auxiliares) também deve beneficiar da isenção de tarifas de acesso às redes** uma vez que se enquadra na figura do armazenamento dado que, de acordo com a alínea d) do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, representa uma “transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção através da sua conversão numa outra forma de energia, designadamente química”.

Importa salientar que este mesmo benefício já estava identificado na Estratégia Nacional do Hidrogénio, aprovada em 2020 com Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, onde é feita uma referência às semelhanças que estas instalações têm em relação às instalações com bombagem, sendo que esta é uma das principais medidas para a promoção da transição energética e cumprimento dos objetivos europeus e nacionais nesta matéria.

Adicionalmente, refira-se que os custos com o fornecimento de eletricidade representam cerca de dois terços do custo de produção de hidrogénio renovável através da eletrólise da água. Assim, tendo em conta o peso destes custos em projetos de produção de hidrogénio renovável, entendemos que a isenção do pagamento de tarifas de acesso às redes aplicada ao consumo, confirmaria o apoio necessário ao desenvolvimento desta indústria, e sem o qual a maioria destes projetos não teria viabilidade económica.

Nesta fase de implementação da indústria não se prevê que esta medida constitua um encargo excessivo para o sistema (entre 1 e 2 TWh de consumo através da rede elétrica, principalmente nos níveis MAT e AT, até 2026) e será certamente potenciadora dos projetos que planeiam entrada em funcionamento nos próximos anos. Com o esperado aumento de capacidade de eletrólise depois de 2026 é natural que o impacto no sistema tenha de ser reavaliado, o que se encontra em linha com a proposta de articulado apresentada que prevê a reavaliação em cada período de regulação. Não obstante, a EDP defende que deve ser garantido que os projetos iniciais beneficiam desta medida no decorrer da sua vida útil e, pelo menos, nos primeiros 10 anos.

Por último, importa reforçar que, de acordo com os requisitos de classificação de hidrogénio renovável, em fase final de aprovação, é expectável que a maioria do consumo de eletrólise venha a coincidir no tempo com a produção renovável, evitando por isso situações de *curtailment*, o que, aliado ao facto destas instalações de consumo poderem adotar diferentes regimes de operação, dotará o sistema energético nacional de flexibilidade adicional.

4.1.2 Atualização de parâmetros

De acordo com a redação do Regulamento Tarifário do SEN (RT), a formulação dos proveitos das atividades reguladas por IPIB-X para um determinado ano t depende, entre outros parâmetros, da taxa de variação do índice de preços implícito no PIB (IPIB), considerando a sua variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$, publicada pelo Instituto Nacional de Estatística (INE).

A EDP constata que o IPIB relativo a um determinado período vai sofrendo atualizações por parte do INE, mesmo após o fecho desse período, destacando desde já que, no contexto atual de forte inflação, estas variações podem ser significativas.

Neste âmbito, propõe-se que, para a definição dos ajustamentos tarifários dos proveitos do ano t , efetuada em dezembro de $t+1$ para repercussão nos proveitos de $t+2$, a ERSE

passa a considerar os valores mais atuais dos parâmetros aplicáveis aos proveitos do ano t.

A título de exemplo, as tarifas para 2023 devem ter por base o IPIB verificado entre julho de 2021 e junho de 2022. Seguindo este princípio, ao fixar estas tarifas em dezembro de 2022, a ERSE considerou o valor de IPIB então publicado pelo INE como referente ao período indicado acima, 1,48%. Porém, constata-se que o valor publicado pelo INE para o mesmo período tem vindo a sofrer alterações desde então, cifrando-se neste momento em 2,30%.

Seguindo a recomendação apresentada acima, em dezembro de 2024, ao definir o ajustamento tarifário de 2023 que será refletido nos proveitos permitidos de 2025, **a ERSE deve considerar o valor então publicado pelo INE para o IPIB verificado entre julho de 2021 e junho de 2022, em vez do valor original de 1,48% assumido para esse período.**

De forma mais genérica, sugere-se que a nova redação do RT inclua uma disposição que explicita que, na definição dos ajustamentos tarifários, a ERSE deve considerar os valores de parâmetros mais atuais conhecidos à altura.

4.1.3 Atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo

Nos termos do artigo 204.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o Agregador de Último Recurso (AUR) é sujeito a regulação pela ERSE, a qual deverá assegurar o equilíbrio económico-financeiro desta entidade regulada, em condições de gestão eficiente [art.º 150.º]. De acordo com o novo quadro legal, até à atribuição das novas licenças de agregação de último recurso e de comercialização de último recurso, o atual detentor da licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental (SU Eletricidade S.A.) desenvolverá as atividades do AUR [art.º 287.º e 288.º].

Neste âmbito, a ERSE propõe incluir disposições transitórias no RT para que o normativo previsto para as atividades reguladas do AUR seja aplicável ao atual CUR, estabelecendo no período transitório até à atribuição das novas licenças, uma limitação a 1 MW da potência de ligação dos produtores renováveis em mercado que podem contratar o serviço de agregação com o AUR, correspondente à atividade de “Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em mercado e de Excedentes de Autoconsumo” (CVEE PREAC). Assim, **a atividade de CVEE PREAC do AUR a desenvolver transitoriamente pelo atual CUR tem equivalência com a atual atividade de Facilitador de Mercado, com a particularidade de passar a ter repercussão tarifária**, devendo os proveitos permitidos ser calculados de acordo com a fórmula estabelecida no artigo 133.º-B.

Considerando que algumas componentes da remuneração da atividade de CVEE PREAV são estabelecidas com carácter previsional, a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos proposta no artigo 133.º-B leva em conta o ajuste dos proveitos dos dois

anos anteriores, com base nos valores efetivamente ocorridos. Portanto, seguindo as alterações sugeridas na redação do RT, os ajustes referentes a 2022 e 2023 serão tidos em consideração no cálculo dos proveitos permitidos da CVEE PREAC no exercício tarifário de 2024.

A EDP reconhece como positiva e adequada esta alteração regulamentar, a qual permite assegurar o equilíbrio económico-financeiro da atividade de Facilitador de Mercado do CUR. Não obstante, para o devido efeito, importa salientar que **o CUR começou a atuar como Facilitador de Mercado no início de setembro de 2020, conforme a Instrução ERSE n.º 3/2020, de 30 de julho.**

Neste contexto, a EDP defende que **é necessário garantir que a reformulação do RT, na norma transitória estabelecida pelo artigo 228.º-B, preveja a recuperação dos valores em desvio nos exercícios de 2020 e 2021 no proveito permitido da CVEE PREAC de 2024, avaliados em 128,7 k€, os quais decorrem da subestimação pela ERSE dos encargos gerais de operação suportados pelo CUR na representação dos PREAC em mercado.**

4.1.4 Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador

Em conformidade com o Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE propõe modificar a designação da atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA). Além disso, propõe-se que o RT evidencie que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA sejam recuperados por meio de preços regulados e, supletivamente, pelas tarifas de eletricidade. Desta forma, os custos associados a esta atividade que não sejam recuperados através do preço regulado sê-lo-ão por meio da Tarifa de Acesso às Redes, na parcela I da tarifa de Uso Global de Sistema (UGS), implicando a eliminação da tarifa de OLMC e deixando assim de existir uma tarifa autónoma na tarifa de acesso às redes.

No que diz respeito ao novo preço regulado, de acordo com a proposta da ERSE, esse conceito será aplicado a todos os processos de mudança de comercializador e de agregador. Contudo, **as entradas diretas de instalações sem contrato anterior e as saídas diretas de instalações devido à cessação ou denúncia de contrato (sem celebração de um novo contrato) serão excluídas do pagamento desse preço regulado**, o que, aliás, **a EDP entende ser um procedimento adequado**, já que nesses casos não se trata de uma mudança de comercializador ou agregador.

Não obstante, a EDP não pode deixar de salientar algumas preocupações que resultam da aplicação do novo modelo de financiamento proposto:

1. A proposta de revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) determina que os comercializadores de último recurso (CUR) continuarão, através do regime supletivo e do regime equiparado aprovado pela Lei n.º 105/2017 e pela Portaria n.º 348/2017, abertos a receber clientes provenientes de comercializadores em

regime de mercado. Assim, **os CUR ficarão sujeitos ao pagamento do preço regulado com a incorporação desses clientes na sua carteira, devendo esse custo ser reconhecido na sua base de custos, de forma a salvaguardar o equilíbrio económico-financeiro dos CUR.** Para o efeito, a EDP defende que esses custos sejam considerados na chamada "Parcela Z" dos proveitos permitidos da atividade de comercialização, respeitante aos "montantes a repercutir nas Tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência" (cf. n.º 2 do artigo 132.º do RT), de modo a assegurar a neutralidade da repercussão dos custos daí resultantes no proveito permitido da atividade de comercialização regulada.

2. Por outro lado, quanto à **percentagem dos proveitos permitidos do OLMC a recuperar com o preço regulado**, sugerimos, de um ponto de vista de gestão de risco, começar com **uma percentagem menor (25%)**, dado que esta é a abordagem mais cautelosa nesta fase de transição de modelo de financiamento da atividade do OLMC.
3. Nos termos dos procedimentos de mudança de comercializador, estabelecidos pela Diretiva n.º 15/2018, **existe um conceito denominado "reposição" que se traduz numa ação destinada a reverter um processo de mudança de comercializador que, não foi possível anular antes de produzir os respetivos efeitos, ou se veio a detetar qualquer erro, inconsistência ou dificuldade de concretização.** A este respeito, a EDP solicita os esclarecimentos dos seguintes pontos: 1) Como deve ser classificado, para efeitos de elegibilidade de pagamento pelo comercializador, o custo associado à ação de Reposição?; 2) Como deve ser revertida a situação? (e.g., através de uma nota de crédito, por parte do OLMC).

4.1.5 Margem de Comercialização

No período de regulação 2015-2017, a remuneração do fundo de maneo foi substituída por uma margem de comercialização, atribuída através da componente de custos não controláveis do proveito permitido da atividade de Comercialização, visando recuperar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da SU ELETRICIDADE, subjacentes ao processo de extinção de tarifas.

Ao contrário dos restantes parâmetros regulatórios, a inclusão desta parcela de custo nos proveitos permitidos da empresa é apreciada pela ERSE, numa base anual, sendo atribuída de forma casuística, sempre que o desempenho económico e financeiro da empresa o justifique, o que conduziu a que a margem de comercialização apenas fosse aceite, a título excecional, no proveito permitido de 2015.

Em contraste com o posicionamento da ERSE, diversas entidades reguladoras na Europa consideram que a margem de comercialização é uma componente fundamental do proveito permitido da atividade de comercialização regulada, reconhecendo que, para além dos custos eficientemente incorridos pela empresa, o proveito permitido deve

incluir uma remuneração adequada pelo desempenho dessa atividade. Para esse efeito, e tendo em conta que a atividade de comercialização não é intensiva em capital, várias optam por estabelecer uma margem de comercialização medida em % das Vendas.

De igual modo, a EDP defende que a fórmula de cálculo do proveito permitido da Comercialização estabelecida no artigo 132.º do RT passe a prever explicitamente uma margem de comercialização, propondo-se que a ERSE efetue um benchmarking dos referenciais adotados por outras entidades reguladoras para estabelecer um montante que permita à SU ELETRICIDADE obter uma remuneração em linha com a das suas congéneres europeias.

4.1.6 Transferência intertemporal de CIEG

À luz da anterior lei de bases do SEN, o sobrecusto da PRE era a única rúbrica dos CIEG que podia ser objeto de diferimento, sendo que, com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, a possibilidade de transferência intertemporal de proveitos foi alargada às restantes rúbricas de CIEG.

A EDP salienta que o adiamento do pagamento de custos do setor sobrecarrega as gerações futuras em benefício das gerações atuais. Por esse motivo, a empresa considera que, por regra, a totalidade dos custos e remuneração das atividades do setor deve ser repercutida nas tarifas do ano a que dizem respeito, admitindo-se o recurso ao diferimento de custos, a título excepcional, de modo a garantir a estabilidade tarifária no cálculo das tarifas anuais.

Sempre que haja necessidade de recorrer ao mecanismo de transferência intertemporal de CIEG no processo de cálculo tarifário, a ERSE compromete-se, no documento justificativo, a fundamentar a forma como os montantes diferidos serão alocados às diferentes rúbricas de CIEG e a avaliar previamente a capacidade financeira das empresas reguladas para suportarem tais diferimentos, sem que o seu equilíbrio económico-financeiro fique comprometido.

No entendimento da EDP, o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas deve ser avaliado única e exclusivamente na esfera dessas empresas e sem considerar a sua integração num grupo económico. Assim sendo, e tal como previsto no artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, é indispensável criar as condições para que essas empresas possam ceder os respetivos créditos tarifários a terceiros, caso não tenham capacidade para os financiar de forma autónoma, com recurso a fundos próprios.

A EDP nota que o sucesso das operações de cedência de créditos tarifários a terceiros depende, por sua vez, da taxa de remuneração que vier a ser aplicada ao diferimento, a qual deve refletir as condições de financiamento em mercado e ter em conta a maturidade e o risco do ativo subjacente, sendo particularmente importante garantir que a taxa permanece inalterada ao longo de todo o horizonte de recuperação dos montantes diferidos.

Ao abrigo do n.º 10 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, as regras para o cálculo da taxa de remuneração do diferimento dos CIEG devem ser definidas pelo Governo, mediante Portaria, aguardando os agentes a sua publicação. Mais concretamente, nos termos do n.º 11 do mesmo artigo, a fórmula para a fixação da taxa de remuneração deverá considerar o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, bem como o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento.

Neste contexto, e tendo em conta as normas do Decreto-Lei n.º 15/2022 que permitem a transferência intertemporal de todos os CIEG, a EDP considera oportuna a definição de uma nova metodologia, com regras comuns para o cálculo da taxa de remuneração aplicável ao diferimento do sobrecusto da PRE e dos demais CIEG.

Com efeito, a EDP considera que a metodologia constante da Portaria n.º 138/2021, atualmente circunscrita à remuneração do diferimento do Sobrecusto da PRE, não preenche os requisitos estabelecidos no n.º 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 na medida em que não acautela, como lhe é exigido por esta disposição, o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas ou o prazo associado à recuperação dos proveitos diferidos, dificultando significativamente o financiamento desses montantes pelas empresas reguladas.

Efetivamente, a fórmula prevista na Portaria n.º 138/2021 resulta numa taxa de remuneração variável anualmente ao longo do período de diferimento, não assegurando o alinhamento entre o prazo da taxa de referência utilizada, correspondente à Euribor a 12 meses, e o horizonte do alisamento, que pode ir até 5 anos. Para além disso, a metodologia de cálculo estabelecida na referida Portaria incorpora aspetos de carácter discricionário ao estabelecer a possibilidade de limites mínimos e máximos, criando incerteza quanto à remuneração da dívida.

O risco inerente à variação da taxa de remuneração e à discricionariedade dos limites fixados administrativamente torna muito difícil a colocação dos montantes diferidos através de operações de cessão de crédito, pondo em causa o equilíbrio económico-financeiro das entidades reguladas.

Em suma, a empresa defende que seja criado um enquadramento uniforme aos vários CIEG que favoreça a possibilidade de financiamento dos montantes diferidos pelas empresas reguladas em termos que permitam assegurar o seu equilíbrio económico-financeiro e, conseqüentemente, a sustentabilidade do SEN, nomeadamente, através da fixação de uma taxa de remuneração alinhada com as condições de financiamento em mercado e que permaneça inalterada durante o período de alisamento, de modo a viabilizar a cessão dos respetivos créditos a terceiros.

4.1.7 Prémio de Risco

Segundo o artigo 84.º do RT, a ERSE fixa a tarifa de energia do MR para o ano tarifário por forma a recuperar os custos estimados da atividade de Compra e Venda de Energia

Elétrica para Fornecimento dos Clientes do CUR (CVEE FC), os quais são calculados nos termos estabelecidos no artigo 129.º do mesmo regulamento.

A EDP salienta que a estimativa dos custos da CVEE FC subjacente à tarifa de energia do MR depende, em grande medida, da previsão do preço médio de aquisição de energia elétrica do CUR considerada pela ERSE no cálculo tarifário. A este respeito, recorda-se que, na redação do RT em vigor até ao final de 2018, a projeção do preço médio de aquisição do CUR previa explicitamente um prémio de risco, acautelando o efeito da volatilidade existente nos mercados grossistas de energia (cf. n.º 3 do artigo 106.º do Regulamento n.º 619/2017):

Artigo 106.º

Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

3 - O preço ($\tilde{p}_{\text{CUR},t}$) previsto na expressão (66) é dado por aplicação do mecanismo de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$\tilde{p}_{\text{CUR}} = \tilde{p}_{\text{CUR}}^{\text{Ref}} \times (1 + \gamma) \quad (67)$$

em que:

$\tilde{p}_{\text{CUR}}^{\text{Ref}}$	Preço médio de energia do CUR tendo em conta os contratos de futuros
γ	Parâmetro que reflete o prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros

No entendimento da EDP, o parâmetro γ , ao refletir convenientemente a volatilidade do preço da eletricidade nos mercados grossistas, permitia salvaguardar os efeitos nocivos de uma potencial subestimação do preço de mercado implícito na TTVCF na competitividade do ML.

Contudo, a introdução, em 2019, de um mecanismo regulado de contratação de energia no mercado de futuros para aprovisionamento a prazo do CUR veio determinar a revisão do RT, na sequência da qual o cálculo do preço médio de aquisição do CUR estabelecido no artigo 106.º do RT (artigo 129.º na atual redação do RT) deixou de prever expressamente um parâmetro relacionado com o risco sobre o preço de mercado.

A EDP não entende esta decisão da ERSE uma vez que os leilões de aprovisionamento a prazo do CUR apenas eliminam o risco de preço de mercado sobre a energia contratada até à decisão tarifária. Com efeito, os volumes por aprovisionar após essa data permanecem expostos à volatilidade dos preços no mercado grossista, sendo o risco de desvios na previsão do preço de aquisição do CUR tanto maior quanto menor o consumo coberto a prazo.

Acresce que, dada a possibilidade legal dos clientes de BTN regressarem sem grandes restrições ao CUR, a projeção do preço de mercado subjacente à TTVCF do MR assume particular relevância no funcionamento do mercado retalhista e no equilíbrio concorrencial entre o ML e o MR.

A este propósito, refira-se que o impacto do erro de estimação do preço de mercado no funcionamento do mercado retalhista é assimétrico, sendo particularmente penalizador no caso de subestimação do pressuposto assumido nas tarifas, configurando uma vantagem competitiva não justificada do CUR que prejudica a competitividade do ML e poderá provocar uma inversão indesejada no processo de liberalização em curso.

Assim sendo, de modo a potenciar o regular funcionamento do mercado retalhista e mitigar o risco de uma eventual canibalização do ML pelo MR, a EDP considera crucial que, à semelhança do estabelecido na redação do RT em vigor até ao final de 2018, a estimativa do preço médio de aquisição do CUR prevista no artigo 129.º do RT volte a incluir um prémio relativo ao risco de preço de mercado para os volumes que ainda se encontrem por aprovisionar no momento da definição das tarifas.

A EDP alerta que uma eventual alternativa de considerar implicitamente um prémio de risco no pressuposto de preço de mercado subjacente ao exercício tarifário terá como efeitos colaterais a criação de desvios nas atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida e do Agente Comercial do CAE (CVEE PRG e CVEE AC, respetivamente), sendo entendimento da empresa que o prémio de risco deve ser aplicado única e exclusivamente na projeção do custo de aquisição do CUR, sem afetar a estimativa do preço de colocação em mercado da energia produzida ao abrigo de CAE ou de regimes de remuneração garantida, do qual depende o cálculo dos sobrecustos do CAE e da PRG.

Sendo aplicável apenas na projeção do custo de aquisição do CUR, a EDP sugere que a determinação do prémio de risco de mercado seja suportada numa abordagem probabilística, por forma a assegurar que reflète adequadamente a volatilidade dos preços perspectivada para o período de fixação de tarifas, propondo-se a metodologia descrita em seguida:

- Sendo o preço grossista da eletricidade uma variável não negativa com assimetria positiva, assume-se que o seu comportamento segue uma distribuição Log-Normal, centrada na estimativa do preço base de mercado para o ano tarifário (μ), calculada usando como referência a média de cotações forward recentes para o mesmo horizonte temporal.
- O desvio padrão da distribuição (σ) é estimado a partir da diferença história entre o preço de mercado verificado e a expectativa implícita nas cotações forward.
- Uma vez estimados os parâmetros que caracterizam a distribuição Log-Normal dos preços, o prémio de risco de mercado é inferido da diferença entre a estimativa do preço base de mercado (μ) e a estimativa de um preço (P_k), correspondente a um percentil k que garanta que se reduz a probabilidade de erro de subestimação do preço de mercado (por exemplo, o percentil 75).

5 Regulamento de Operação das Redes

5.1 Comentários Gerais

A EDP reconhece positivamente a evolução do articulado do Regulamento de Operação das Redes (ROR) tendo em vista a harmonização deste com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022 e na demais regulamentação europeia, que passa agora a estar claramente referenciada. Sem embargo, **importa salientar a necessidade de rever com a maior brevidade possível o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) em conformidade**, evitando assim períodos transitórios, que possam trazer ineficiências aos agentes e custos afundados.

A evolução do articulado do ROR traduz a crescente importância dos operadores das redes de distribuição, que passam a desempenhar um papel ativo no novo paradigma de operação das redes, facilitando o desenvolvimento de novos modelos de negócio (e.g., comunidades de energia, participação da procura) e atuando ao nível da gestão técnica da rede, num cenário em que os fluxos de energia e os estados de exploração se revelam mais dinâmicos e desafiantes.

Neste contexto, tal como anteriormente salientado, importa referir **a necessidade de clarificação de conceitos e harmonização com o quadro legal europeu, no que diz respeito aos serviços de sistema e serviços de flexibilidade**.

De facto, a mudança que se verifica no quadro de operação das redes é profunda e conduz à criação de novas figuras e formas de operar que importa analisar e comentar. Neste sentido, serão analisados de seguida os temas que, do ponto de vista da EDP, se revelam como prioritários.

5.1.1 Participação da procura

A participação da procura permite que os consumidores participem na prestação de serviços de balanço ou serviços de flexibilidade ao sistema. Este conceito é um elemento-chave do novo paradigma de funcionamento do SEN e é incorporado no artigo 9.º do ROR, estando desde já prevista a possibilidade de agregação.

O artigo 9.º prevê também que a validação de ativação de serviços e os procedimentos de pré-qualificação para participação sejam baseados em métodos simples, transparentes e precisos, acrescentando que os procedimentos de pré-qualificação para participação deverão ser proporcionais à dimensão das instalações que prestam os serviços e ao seu impacto na rede e no sistema. **A EDP reconhece como positiva a referência a estes princípios e salienta que a proporcionalidade da dimensão das instalações e do seu impacto é um princípio fundamental que deve ser tido em conta na definição do detalhe dos produtos, de modo a não condicionar a participação de players de menor dimensão.**

No respeitante à metodologia de programação do consumo, apenas refere que esta programação deve ser efetuada pelo prestador de serviço (sendo objeto de verificação de qualidade pelo operador de rede) ou pelo operador de rede relevante.

Adicionalmente, refere que a participação da procura nos serviços de sistema e de flexibilidade deve observar a aplicação de coeficientes de ajustamento para perdas nas redes.

Por fim, remete para o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) e para o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição (MPGTRD) o detalhe destes temas.

Simultaneamente, a ERSE aponta no documento justificativo que os mecanismos de contratação de serviços aos utilizadores das redes e do sistema devem ser desenhados de modo a garantir igualdade de circunstâncias, referindo ainda que as regras de participação no mercado têm diferenças relevantes entre a produção e o consumo.

Em sequência, são identificados os elementos divergentes iniciando assim a discussão relativa à especificação destas matérias, nomeadamente, a programação do consumo e a consideração das perdas nas ofertas da procura, sendo igualmente discutido o tratamento dos desvios no âmbito da prestação de serviços de flexibilidade.

Relativamente à programação do consumo no âmbito da participação em serviços de balanço ou flexibilidade, também chamado de consumo base ou *baseline*, a ERSE destaca dois métodos: a “auto-programação” e a “hétero-programação”. No primeiro, a programação do consumo é efetuada pelo titular da instalação ou pelo seu agregador (*Balancing Service Provider – BSP*), sendo comunicada, com antecipação, ao operador de rede relevante. No segundo, o consumo de referência (*baseline*) é determinado por uma entidade independente do BSP, tipicamente o próprio operador de rede, segundo uma metodologia predefinida no contrato do serviço a prestar.

No que diz respeito à programação do consumo, a EDP defende que **os manuais de procedimentos aplicáveis, o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) para serviços de sistema e o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição (MPGTRD) para serviços de flexibilidade, deveriam estabelecer os possíveis modelos de *baselining*, incluindo a possibilidade deste ser calculado pelos operadores de rede (hétero-programação) ou pelos próprios agentes de mercado (auto-programação), mas seguindo modelos de base, a incluir nos respetivos manuais, de acordo com o tipo de serviço a prestar.**

Quanto à consideração das perdas nas ofertas da procura, é necessário definir como estas devem ser tratadas no âmbito da participação de instalações de consumo em serviços de flexibilidade ou serviços de balanço.

Na prática, a imputação de perdas ao consumo amplifica o resultado da sua ativação na prestação de serviços de balanço ou flexibilidade, traduzindo-se num maior benefício para o consumidor, quer seja mobilizado para aumentar ou reduzir consumo.

Neste tema, é importante referir que em Portugal cabe aos comercializadores adquirir energia em mercado grossista para cobrir as perdas nas redes referentes ao consumo que representam.

Tendo em conta este e outros argumentos, a ERSE propõe, no n.º 5 do artigo 9.º que a participação da procura nos serviços de sistema e serviços de flexibilidade deve observar a aplicação de coeficientes de ajustamento para perdas nas redes, tal como previsto no RARI para a participação no mercado grossista.

No respeitante a este tema, a EDP concorda com a abordagem da ERSE por apresentar uma maior aderência à prática estabelecida no mercado grossista em Portugal e por ser um elemento incentivador da participação da procura, na medida em que amplifica a remuneração dos prestadores de serviço. Não obstante, tendo em conta que a energia de perdas dependerá da “distância elétrica” (distância entre o ponto da rede onde se atua e o ponto da rede onde se quer atuar) e que esta terá um caráter mais local na prestação de serviços de flexibilidade, deve ser ponderada a aplicação de um ajustamento de perdas nestes casos face à sua representatividade, isto é, não incorporando o efeito cumulativo dos fatores de perdas nos níveis de tensão a montante. Importa, no entanto, salientar que na prestação de serviços de sistema ao nível da bidding zone, nomeadamente nos serviços de balanço a aplicação de coeficientes de ajustamento para perdas já poderá fazer mais sentido pela natureza não local deste tipo de serviços.

Relativamente ao tratamento de desvios, destaca-se que o atual MPGGS, aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, determina que estes são calculados corrigindo o programa do mercado grossista pela energia de reserva mobilizada, seja da oferta, seja da procura, traduzindo assim o princípio da neutralidade dos serviços de balanço sobre os desvios dos agentes responsáveis pela sua liquidação.

No entanto, esta especificação contempla apenas os serviços de balanço, deixando assim de parte a prestação de serviços de flexibilidade. Nesta temática a ERSE propõe, no documento justificativo desta consulta, duas abordagens:

- a) A mobilização do serviço de flexibilidade é comunicada ao GGS – responsável pelo cálculo e liquidação dos desvios –, à semelhança da mobilização de energia de balanço, para que esta mobilização seja considerada no apuramento do desvio;
- b) O BRP é responsabilizado pela gestão do desvio provocado pela mobilização do serviço de flexibilidade no seu portfolio, seja através de atuações no mercado intradiário para corrigir o programa inicial, seja de outras formas.

Na opinião da ERSE, a primeira opção facilita o papel do BRP e apenas se justifica para mobilizações de energia (a subir ou baixar) efetuadas após o fecho do mercado intradiário ou próximo do momento do fecho. Enquanto a segunda, é mais simples do ponto de vista da gestão do sistema e mais eficiente também, assumindo que o BRP

incorpora a informação da mobilização de serviços de flexibilidade nas suas previsões de consumo e produção, ajustando os seus programas de mercado em conformidade.

Um fator determinante a considerar neste processo, que é também apontado pela ERSE, prende-se com a possibilidade de a mobilização do serviço de flexibilidade pelo operador de rede ser direcionada ao BSP, que pode não coincidir com o BRP. De facto, as instalações agregadas por um BSP podem corresponder a diferentes carteiras de BRP, significando que neste caso a mobilização do BSP não pode ser diretamente identificada com um BRP específico, mas com os vários BRP que representam instalações envolvidas na agregação.

Adicionalmente, salienta-se que os n.ºs 5 e 6 do artigo 65.º do ROR especificam que:

- “A mobilização de instalações, diretamente ou através de agregador, deve permitir ao respetivo agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios tomar medidas para evitar ou minimizar o impacto nos respetivos desvios”.
- “Sempre que a posição de desvio do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios não seja ajustada pela mobilização de instalações afetadas a esse agente, este deve receber informação atempada sobre as mobilizações, de modo a poder tomar medidas de mitigação do desvio decorrente dessas mobilizações”.

Neste quadro, **a EDP questiona a capacidade do BRP prever a ativação de serviços que são de carácter local e a responsabilidade deste no respeitante a estas atuações.** De facto, o BRP tem como responsabilidade a minimização de desvios com base na previsão dos níveis de consumo ou produção da sua carteira o que em nada se relaciona com a capacidade de prever ativações de serviços de flexibilidade cuja ativação depende essencialmente do funcionamento das redes. Assim, **a EDP defende que a mobilização do serviço de flexibilidade, à semelhança da mobilização de energia de balanço, seja considerada pelo Gestor Global do Sistema (GGS) no apuramento do desvio dos BRP que asseguram o fornecimento de eletricidade, i.e., seguindo um modelo corrigido.**

Desta forma, salvaguarda-se que, tal como previsto no Regulamento (UE) 2019/943, todos os participantes no mercado são responsáveis pelos desvios que provocam no sistema («responsabilidade de balanço»). Isto é, o BRP que assegura o fornecimento (comercialização) de eletricidade é responsável pelo desvio sem considerar o efeito da ativação de serviços de flexibilidade prestada por outro agente, enquanto o desvio entre o volume de flexibilidade solicitado e efetivamente entregue é da responsabilidade do agregador independente.

Este modelo salvaguarda o previsto no Regulamento de Mercado Interno de Eletricidade acima referido e propicia os incentivos adequados aos diversos agentes. Sem prejuízo, naturalmente os participantes no mercado podem escolher delegar contratualmente (com condições acordadas entre as partes) a sua responsabilidade num agente de

mercado responsável pela liquidação de desvios da sua escolha, que pode ser o próprio BRP com o papel de comercialização ou outro.

5.1.2 Serviços de Sistema

No que concerne ao tema dos produtos de capacidade de balanço, **a EDP considera positiva a proposta da ERSE de implementar produtos normalizados e tecnologicamente neutros de capacidade de aFRR e mFRR.** Neste contexto, realçamos que o processo de adaptação deve ser efetivado com a maior celeridade possível e deve contemplar um plano de ação que inclua a realização de workshops e discussões de modo a garantir o envolvimento de todos os agentes interessados.

Num outro prisma, a EDP não concorda com a proposta da ERSE em relação às características de contratação do produto de capacidade FCR e em relação à falta de implementação de um produto de capacidade de RR. **A EDP defende que os princípios de contratação em mercado e não obrigatoriedade devem abranger todos os serviços de sistema.**

Em relação à contratação do produto de capacidade FCR, a ERSE propõe manter a sua não-remuneração e obrigatoriedade. **A EDP entende que a prestação do serviço de capacidade FCR deveria ser remunerada ao abrigo do artigo 40.º, n.º 4, da Diretiva 2019/944, do artigo 6.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943 e ao abrigo do artigo 167.º, n.º 1, alínea b, do Decreto-Lei n.º 15/2022,** onde é explicitado o princípio da contratação em mercado da capacidade de balanço, sem nenhuma discriminação entre produtos.

Adicionalmente, no documento justificativo à proposta do ROR, a ERSE explica que a obrigatoriedade se mantém na sequência dos requisitos técnicos de ligação para geradores previstos na legislação europeia nos códigos de ligação à rede e na regulamentação nacional prevista pela Portaria n.º 73/2020, de 16 de março. Neste âmbito, **a EDP defende que as obrigações técnicas derivantes dos códigos de ligação à RESP são implementadas pela segurança da rede e não podem determinar implicitamente a obrigatoriedade de prestar serviços de balanço.** Estes requisitos técnicos deveriam ser considerados apenas como critérios indispensáveis para a pré-qualificação para prestação do serviço e, conseqüentemente, para a participação num mercado de contratação de capacidade FCR.

Por último, **a EDP considera a criação de um mecanismo de contratação de capacidade adicional de FCR uma prática altamente discriminatória para os ativos que estão obrigados a prestar o serviço sem remuneração.** Por outro lado, esta segregação também impede que certos ativos, como as baterias e/ou DSR, contribuam para o balanceamento do sistema, pois grande parte das necessidades de FCR estão asseguradas obrigatoriamente por geradores de tipo D.

Face estas considerações, e visando assegurar o princípio de não discriminação e a plena implementação da legislação nacional e europeia, a EDP sugere acrescentar como

n.º 1 no artigo 50.º da proposta de ROR que: "O Gestor Global do SEN implementa, pelo menos, o produto de capacidade para o serviço de balanço normalizado de Reserva de Contenção da Frequência". Sugere-se também a remoção do artigo 49.º, n.ºs 8 e 9, e as demais referências à obrigatoriedade do serviço FCR.

Em relação à falta de implementação de um produto de capacidade RR, a EDP quer alertar que a sua implementação como produto normalizado está prevista pelo Regulamento (UE) 2017/2195 nos mesmos termos dos produtos aFRR e mFRR, sendo obrigatória para os ORT que estejam a contratar capacidade de balanço. É do entendimento da EDP que a obrigatoriedade de ofertar a capacidade disponível equivalha a um mecanismo de contratação de capacidade a preço nulo. Pelo que se torna necessária a implementação de produtos de capacidade para a RR, tal como para os produtos aFRR e mFRR. Sugere-se então alterar o artigo 50.º, n.º 1, da proposta para incluir também a Reserva de Reposição, e a eliminação do n.º 2 no mesmo artigo.

Relativamente à prestação das ofertas de mFRR, e tal como já referimos anteriormente, convém voltar a reforçar que na atual versão do MPGGS ainda não foi corrigida a questão das ofertas a preços negativos (quando nos mercados de energia essa situação já se encontra implementada há bastante tempo) e que adicionalmente ainda é considerada uma oferta obrigatória para a "totalidade da potência disponível" por parte de todos os agentes de mercado. Esta situação coloca os agentes de mercado em Portugal numa clara situação de risco e mesmo de desvantagem perante os nossos concorrentes em Espanha, uma vez que em Portugal uma oferta de mFRR é rejeitada por 0.1 MW, enquanto em Espanha as ofertas são aceites pelo Gestor do Sistema mesmo que não contenham a totalidade da potência disponível.

A título de exemplo, numa central hidroelétrica totalmente disponível pode não ser possível obter a potência máxima devido a uma limitação de queda pontual que impede de obter a máxima geração declarada, ou mesmo para um ciclo combinado em que a potência máxima depende de variáveis atmosféricas (temperatura ambiente, pressão atmosférica e humidade) os valores também podem não ser atingidos de igual forma em todos os períodos de mercado.

Importa por este motivo reforçar que estas questões deverão ser reavaliadas com a maior urgência na próxima versão do MPGGS.

Ainda no que concerne a obrigatoriedade de prestação de todos os serviços pelos geradores de tipo D, tanto de capacidade quanto de energia, a EDP é da opinião que esta imposição é discriminatória e contrária aos princípios enunciados na legislação nacional e europeia. Por outro lado, a EDP reconhece a obrigatoriedade de apresentar ofertas de energia de mFRR e RR pelo reequipamento, ao abrigo do artigo 72, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 15/2022. Sugere-se, portanto, eliminar da proposta de ROR qualquer menção de obrigatoriedade de prestação dos serviços que não esteja explicitamente prevista na lei.

Em relação aos serviços não associados à frequência, **a EDP não percebe como a proposta de obrigatoriedade e a não-remuneração da prestação do serviço de regulação de tensão e gestão de potência reativa no artigo 49.º, n.º 8, pode coexistir com a proposta de artigo 55.º sobre a instituição de mecanismos de contratação de serviços de sistema não associados à frequência.** As duas parecem estar em forte contradição. A EDP, reconhecendo as especificidades técnicas e locais do serviço, defende que o mecanismo mais apropriado para este serviço é a contratação bilateral pelos operadores de rede, através leilões competitivos, nas demais áreas de rede, seguindo as melhores práticas implementadas em numerosos Estados-Membros.

5.1.3 Áreas de oferta

O artigo 54.º prevê, no n.º 3, que *“o referencial de prestação dos serviços de balanço é a zona de programação, nos termos do Regulamento (UE) 2017/1485, salvo se a segurança da operação da rede de transporte, incluindo a viabilidade técnica da programação das unidades físicas, justificar a existência de restrições à localização das unidades prestadoras dos serviços”*. Paralelamente, a ERSE refere no documento justificativo que a zona de programação corresponde a toda a área de mercado de Portugal e que, nesse sentido, as restrições locais às unidades prestadoras do serviço de balanço (áreas de oferta), devem limitar-se à resolução de congestionamentos de rede ou a medidas de manutenção da segurança operacional.

Complementarmente, o n.º 9 do artigo 54.º estabelece que *“na verificação do cumprimento da prestação dos serviços de balanço contratados, o Gestor Global do SEN deve permitir a troca das unidades mobilizadas por outras, por decisão do agente de mercado, salvo se tiver emitido uma limitação expressa contrária a essa alteração”*. Este ponto é ainda abordado pela ERSE no documento justificativo, onde esta entidade escreve que o número referido inscreve o princípio da não-limitação da prestação de serviços por Área de Rede.

Neste contexto, importa abordar o conceito de áreas de oferta presente no articulado do MPGGS. Por conseguinte, na medida em que os serviços de frequência nada têm a ver com a resolução de congestionamentos internos da rede nacional, para os quais existem outros mercados e instrumentos disponíveis à GGS, não é clara a razão inerente à segregação da prestação de serviços de sistema por áreas de ofertas. De facto, estas são tecnologicamente discriminatórias e criam uma complexidade excessiva, que introduz ineficiências, contra-ativações e tende a aumentar os custos para o sistema.

Ainda a este respeito, salienta-se que os mercados europeus não funcionam numa lógica de áreas de ofertas, que introduz fortes limitações ao modo como os agentes oferecem estes serviços, prejudicando o desempenho eficiente do mercado e consequentemente os benefícios associados do ponto de vista de redução global de custos.

Assim, **a EDP espera que este conceito, i.e., o referencial de prestação dos serviços de balanço é a zona de programação, a que corresponde toda a área de mercado de**
EDP

Portugal, seja transposto e definido claramente no MPGGS, uma vez completada a revisão do ROR, destacando que urge proceder a esta alteração, de modo a reduzir os custos globais do SEN e evitar que os agentes incorram em custos de adaptação de sistemas que se poderão revelar ociosos no futuro.

5.1.4 Armazenamento com meios próprios do operador da rede

Primeiramente, pode-se enquadrar que quanto à Diretiva (UE) 944/2019 e ao Decreto-Lei n.º 15/2022 agora transpostos, passa a estar previsto que os operadores de rede possam, mediante parecer favorável da ERSE, deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento, quando estas constituam componentes de rede completamente integrados ou se destinem prioritariamente à prestação de serviços de sistema, garantia da segurança e fiabilidade das redes.

Neste contexto, importa, por um lado, definir de que forma será controlada esta utilização do armazenamento pelos operadores e, por outro lado, avaliar a distorção que pode ocorrer se o operador de rede detiver ativos de armazenamento (para serviços de sistema ou como mecanismos de segurança de abastecimento) com fins comerciais, uma vez que o mecanismo de carga/descarga destes ativos terá necessariamente de utilizar a rede e energias que são provenientes de um mercado.

Em suma, será importante proceder à necessária conformação com a Diretiva e o Regulamento Europeus de Mercado Interno (e Códigos de Redes), no que diz respeito aos princípios de mercado de determinadas atividades (ex. serviços de sistema), e ao enquadramento de ‘unbundling’.

5.2 Comentários Específicos

5.2.1 Artigo 2.º | Siglas e Definições

Afigura-se importante transpor para o articulado as definições de “componentes de rede completamente integrados”, “mercados de eletricidade” e “serviços de sistema” previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022 uma vez que estas são utilizadas no articulado do ROR sem que estejam previamente definidas. Pela mesma razão, a EDP entende que seria também importante definir neste artigo o conceito de “serviços de balanço”.

5.2.2 Artigo 5.º | Interoperabilidade

A EDP concorda que a interoperabilidade, definida no documento justificativo da ERSE como a capacidade de um sistema, produto ou serviço de comunicar e funcionar com outros sistemas, produtos ou serviços, é um elemento fulcral ao bom funcionamento do SEN. Adicionalmente, nota que a inclusão deste conceito alinha a regulamentação com o previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e na Diretiva (EU) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno.

Neste contexto, refere-se que o n.º 2 do artigo 5.º estabelece que “as entidades que desempenham as atividades de *Gestão Técnica Global do SEN* e de *Gestão Técnica das*

redes de distribuição devem facultar aos operadores das redes interligadas e, sempre que aplicável, aos utilizadores, as informações e requisitos suficientes para garantir a interoperabilidade, nos termos do número anterior”, sem que esta mesma obrigação seja refletida para os operadores de redes interligadas ou operadores.

Tal como referido pela ERSE no documento justificativo, as obrigações aplicáveis aos utilizadores das redes foram remetidas pelo legislador para o âmbito do Regulamento das Redes, de acordo com o previsto no n.º 6 do artigo 236.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Especificamente, está previsto que “O Regulamento das Redes estabelece, ainda, os requisitos técnicos e operacionais exigidos aos utilizadores das redes, nomeadamente as condições para o estabelecimento dos canais de comunicação com a gestão global do SEN e os requisitos técnicos e operacionais dos equipamentos de monitorização, registo e controlo necessários para a correta exploração do SEN.”

Sem embargo, **a EDP entende que a obrigação de facultar as informações e requisitos suficientes para garantir a interoperabilidade deverá estar também prevista no ROR para os operadores das redes interligadas e utilizadores**, já que a referida informação é indispensável ao cumprimento do estabelecido no n.º 1 deste artigo.

5.2.3 Artigo 10.º | Indicadores de desempenho das redes

A EDP entende que o n.º 2 do artigo 10.º deveria ser densificado com a inclusão do conceito de serviços de sistema, pelo que se propõe a seguinte redação (o texto adicionado encontra-se sublinhado):

“2 - Estes indicadores promovem o controlo, a observabilidade e a eficiência da gestão das redes e avaliam, nomeadamente, a monitorização à distância e o controlo em tempo real dos nós da rede, a incorporação destes dados na gestão de ativos e no planeamento da rede, a prestação de informação aos utilizadores da rede, a contratação e mobilização de serviços de flexibilidade e serviços de sistema, as perdas na rede e a frequência e a duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica.”

5.2.4 Artigo 14.º | Utilizadores de rede significativos

O artigo 14.º estabelece um conjunto de obrigações e regras às quais os utilizadores de rede significativos (URS) estão sujeitos. Adicionalmente, este artigo prevê no seu n.º 5 que o ORT submete à aprovação da ERSE, ou da entidade competente designada, a lista dos URS.

Não obstante, o articulado do ROR não contém nenhuma definição de URS. Assim, a EDP defende que deve ficar definido no articulado de forma preambular e inequívoca o que são URS, propondo que preferencialmente seja transposto para o articulado a definição presente no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2016/631, de 26 de agosto, ou que seja feita referência a este artigo para definição de URS.

5.2.5 Artigo 18.º | Informação necessária

A EDP entende que o n.º 2 do artigo 18.º deveria ser densificado com a inclusão do conceito de armazenamento, pelo que se propõe a seguinte redação (o texto adicionado encontra-se sublinhado):

“2 - O processo de verificação da garantia e segurança da operação no curto e médio prazos deve considerar o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e o nível de produção disponível, os recursos disponíveis para participar em mecanismos de resposta da procura, bem como outras fontes de flexibilidade como o armazenamento, a capacidade suplementar prevista ou em construção, a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais produtores, bem como os fornecimentos mensais previstos no caso das centrais termoelétricas sem capacidade de armazenamento de combustível.”

5.2.6 Artigo 57.º | Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

A EDP defende que o n.º 1 do artigo 57.º, que lista as matérias que deverão ser detalhadas no MPGGS, deverá incluir procedimentos, especificações ou tipificações para participação de tecnologias emergentes ou em carácter de projetos pilotos. O detalhe destas matérias irá proporcionar clareza aos potenciais promotores deste tipo de projetos, agilizando o desenvolvimento destes projetos.

5.2.7 Artigo 69.º | Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade

A EDP defende que o n.º 3 do artigo 69.º, que lista as matérias que deverão ser detalhadas no MPGTRD, deverá incluir procedimentos, especificações ou tipificações para participação de tecnologias emergentes ou em carácter de projetos pilotos. Esta posição tem um racional paralelo ao referido anteriormente no âmbito do MPGGS.

5.2.8 Artigo 80.º | Armazenamento com meios próprios do operador da rede

A EDP defende que o articulado do artigo 80.º deve ser alterado de modo a clarificar potenciais ambiguidades e a promover um maior alinhamento com o estipulado nos artigos 36.º e 54.º da Diretiva (UE) 2019/944. Assim, defendemos que a alínea b) do n.º 3 deverá ser alterada para a seguinte redação:

“As instalações de armazenamento sejam necessárias para os operadores das redes ~~de distribuição~~ cumprirem as suas obrigações, tendo em vista a eficácia, fiabilidade e segurança do funcionamento da rede e as instalações não forem utilizadas para comprar ou vender eletricidade nos mercados de eletricidade”.

Ainda relativamente a este artigo, a EDP salienta que o n.º 3 do artigo 54.º da Diretiva (UE) 2019/944 determina que a decisão de conceder uma derrogação ao ORT deve ser notificada à Comissão e à ACER, juntamente com as informações relevantes sobre o pedido e as razões para a concessão. Por conseguinte, a EDP defende que este procedimento deverá ser acrescentado ao articulado de modo a consolidar o presente regulamento com o estipulado na regulamentação europeia.

6 Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

6.1 Comentários Gerais

6.1.1 Acesso firme e acesso com restrições

Tal como referido pela ERSE no documento justificativo, em regra, os operadores das redes garantem acesso firme à rede³, tanto para instalações de consumo como para instalações de produção. No entanto, aponta que tendo em conta o atual contexto de aumento considerável de pedidos de ligação à rede por parte de promotores de instalações de produção a partir de fontes de energia renovável e de instalações para carregamento de veículos elétricos, a garantia de um acesso rápido e eficiente à rede ganha ainda mais importância.

É neste cenário que surge a possibilidade de acesso à rede com restrições, prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022 somente para ligação de instalações de produção ou de armazenamento. Este formato assenta em acordos de ligação específicos, onde certos critérios de acesso/planeamento são relaxados pelos operadores das redes, na condição destes poderem, em caso de necessidade, gerir o acesso à rede em tempo real. A vantagem para os requisitantes de acesso materializa-se num processo de ligação mais célere e com condições económicas mais favoráveis (e.g., redução de encargos de ligação).

Sem embargo, a ERSE refere que o estabelecimento de condições de utilização da ligação à rede por instalações de produção não constitui uma novidade, sendo disso exemplo a emissão de licenças de exploração subordinadas a restrições de injeção, como previsto quer no atual Regulamento da Rede de Transporte, quer no Regulamento da Rede de Distribuição.

Nestes termos, a ERSE refere também que para instalações de produção ou de armazenamento, o recurso a uma ligação à rede com restrições pode assumir uma natureza mais estrutural, de longo prazo, visando, por um lado, maximizar a utilização da rede e, por outro lado, diferir ou mesmo dispensar o investimento na rede.

Por último, destaca que o prolongamento no tempo dos acordos de acesso com restrições seria de facto uma forma distorcida de obtenção de flexibilidade por parte do sistema, em concorrência com os serviços de flexibilidade, mas em condições muito distintas. Neste ponto a ERSE refere que tal fenómeno não deve ser incentivado. Acrescenta ainda, que a Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, determina que a contratação de serviços de flexibilidade deve ter por base procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados em regras de mercado.

³ CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility

No que respeita ao acesso à rede com restrições, **a EDP reconhece que esta modalidade irá permitir um acesso mais expedito à rede.** De facto, **no contexto atual de emergência climática e transição energética, a ligação à rede com restrições irá permitir acelerar o tão necessário crescimento da produção de energia a partir de fontes renováveis, tanto a nível centralizado como distribuído.**

No entanto, este mecanismo não deverá efetivar-se como um desincentivo ao investimento na rede, nem tampouco assentar numa lógica de combate à ociosidade dos ativos de rede, da mesma forma que é praticada noutras atividades de negócio. Isto é, no que diz respeito à exploração de redes, a taxa de utilização das mesmas deve corresponder à otimização dos recursos tendo em conta os custos operacionais (e.g., perdas técnicas) decorrentes da exploração normal da rede e a garantia de fornecimento em situação de socorro, onde se deverá ter em conta a possibilidade de atuar através de serviços de flexibilidade. Neste caso, os serviços de flexibilidade serão certamente um instrumento adicional relevante para a gestão eficaz das redes, mas não pode ser considerado um instrumento para a eliminação da ociosidade das redes, pois esta característica é inerente às mesmas, ainda para mais num contexto de maior exigência sobre o sistema elétrico. Assim, o investimento na rede é imperativo na persecução dos objetivos de transição energética e não deve ser visto como segunda alternativa por colocar em causa os referidos objetivos. Pelo que, a EDP entende que a referência a que o recurso a uma ligação à rede com restrições pode diferir ou mesmo dispensar o investimento na rede deve ser encarado com a máxima cautela.

A EDP defende que o acesso à rede com restrições deve ser utilizado como um mecanismo de carácter transitório, na medida em que possibilita a antecipação da ligação de produção ou armazenamento, até que o reforço da rede seja concretizado, possibilitando assim a passagem de uma ligação de acesso com restrições a uma ligação com acesso firme. Mais se acrescenta que, tal como acima referido, em regra, os operadores das redes garantem acesso firme à rede, tanto para instalações de consumo, como para instalações de produção.

Neste âmbito, importa também salientar que, tal como referido pela própria ERSE, **o prolongamento no tempo dos acordos de acesso com restrições seria de facto uma forma distorcida de obtenção de flexibilidade por parte do sistema, em concorrência com os serviços de flexibilidade, sendo que estes serviços devem ter por base procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados em regras de mercado**⁴. Como tal, a EDP defende que o prolongamento no tempo de situações de acesso à rede com restrições poderá traduzir-se em situações discriminatórias para os agentes, para além de constituir um fator desincentivador à adoção de mecanismos de

⁴ Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho

contratação de flexibilidade em mercado. Neste sentido, propõe-se que apresente, no limite até um mês antes do final do primeiro período do acordo, as condições de ligação para acesso firme sem restrições, por forma a que na renovação do acordo fique desde logo previsto o prazo de realização dos investimentos na rede.

Relativamente ao articulado do capítulo II da proposta de RARI, no que se refere a matérias relacionadas com o acesso com restrições às redes, a EDP entende que a Proposta deve refletir de forma clara, que as disposições aplicadas às instalações de produção são igualmente aplicadas às instalações de armazenamento autónomo. A título de exemplo, a denominação do artigo 8.º deveria ser “Acesso com restrições para instalações de produção **ou de armazenamento autónomo**”.

Por último, a EDP propõe que o produtor com acesso com restrições tenha prioridade na atribuição de Título de Reserva de Capacidade (TRC) sem restrições.

6.2 Comentários Específicos

6.2.1 Artigo 6.º | Proteção de dados

Relativamente ao teor do Artigo 6.º não dispomos de comentários, sugerindo-se somente que o título do artigo seja ajustado para “Proteção de dados pessoais”.

6.2.2 Artigo 9.º | Projeto-piloto para o acesso com restrições

Passado o período dos projetos-piloto, não devem os acordos com restrições passar a ser norma, devendo ser vistos como forma de último recurso quando os operadores de forma justificada não consigam definir regras e acordos de ligação de capacidade firme e devem ser vistos sempre como uma solução temporária.

6.2.3 Artigo 10.º | Acordo de Acesso com Restrições

O n.º 3 do artigo 10.º prevê, na alínea e), que a identificação das restrições ativas e/ou limitações, probabilidade da sua ocorrência, bem como a sua duração e dimensão devem ser objeto das condições particulares de cada acordo de acesso com restrições. A este respeito, a EDP não pode deixar de salientar a importância da previsibilidade das potenciais ativações de restrições para os titulares de instalações de produção ou armazenamento. Na medida em que a ativação de uma restrição condiciona a remuneração dos titulares de instalações envolvidos, para além de ser definida a probabilidade de ocorrência, duração e dimensão, deverão também ser especificados os períodos temporais em que estas restrições terão tendência a ocorrer.

Adicionalmente, o n.º 5 do artigo 10.º determina que os “operadores das redes devem apresentar uma proposta de condições gerais dos acordos de acesso com restrições referidos no n.º 2, na sequência da análise benefício-custo e dos resultados alcançados na implementação dos projetos piloto, ao abrigo do artigo anterior”. Neste contexto, a EDP defende que deverá ser especificado um prazo máximo para apresentação da

proposta de condições gerais dos acordos de acesso com restrições por parte dos operadores das redes após a conclusão do referido projeto-piloto.

6.2.4 Artigo 11.º | Entidades celebrantes do Contrato de Uso de Redes

Relativamente ao n.º 3 do Artigo 11.º é determinado que “Os produtores e os titulares de instalações de armazenamento autónomo ou quem os represente, de acordo com os modelos de relacionamento comercial estabelecidos no RRC, devem celebrar um Contrato de Uso das Redes, que assegure o pagamento aos operadores, de tarifas e preços quando aplicáveis e previstos no RT.”. Ora, na medida em que a Tarifa de Uso de Redes para o produtor já não vigora, não se percebe a utilidade deste ponto, propondo-se a respetiva eliminação.

Caso se pretenda manter este ponto, propõe-se a alteração da redação no sentido de clarificar que não é necessário celebrar um contrato de uso de redes entre os operadores e os utilizadores quando não existirem tarifas previstas no RT.

6.2.5 Artigo 23.º | Fundamentação de novos projetos de investimento

A redação do n.º 2 do artigo 23.º está incongruente, provavelmente relacionado com um lapso de escrita. Assim, a EDP propõe a seguinte correção (sublinhado): “Para efeitos da supervisão do cumprimento no referido no número anterior, os operadores das redes **devem enviar** à ERSE, anualmente, até 15 de junho, informação sobre a necessidade de novos projetos de investimento a realizar nas suas redes”.

6.2.6 Artigo 31.º | Ajustamento para perdas

O n.º 3 do Artigo 31.º prevê que “Para efeitos do número anterior, consideram-se sujeitos a ajustamento para perdas os consumos próprios dos centros electroprodutores, os consumos para efeitos de bombagem nos centros electroprodutores hídricos e para efeito de carregamento nas instalações de armazenamento autónomo.”

Os produtores adquirem a energia para bombagem nos mercados de energia pelo que, atualmente não são aplicados quaisquer perfis de ajustamento para perdas à energia consumida para bombagem.

Também em Espanha, os produtores e o armazenamento estão nas mesmas circunstâncias, isto é, compram energia sem ajustamento para perdas, facto que deverá ser tomado em consideração por forma a garantir oportunidades de mercado e regras de operação equivalentes para todos os produtores ibéricos.

Assim, dever-se-á eliminar este ponto em linha com a argumentação já apresentada referente às tarifas de acesso aplicáveis às instalações de armazenamento e à bombagem que estão justificadamente isentas deste encargo. Seguindo o mesmo racional da importância do armazenamento para operação do SEN e para a evolução da transição energética, dever-se-á manter o que estava previsto no articulado anterior.

7 Regulamento da Qualidade de Serviço e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço

7.1 Comentários Específicos

7.1.1 Artigo 59.º | Obrigações no âmbito da resposta a reclamações

O n.º 1 do artigo 59.º mantém as disposições atuais relativamente aos prazos máximos a que os operadores de redes de distribuição, e os comercializadores e agregadores devem dar resposta às reclamações. Contudo, **a ERSE deve esclarecer que o prazo estabelecido na alínea a) deste artigo para os ORDs, deve considerar tanto a situação em que a reclamação é realizada diretamente pelo cliente, como a reclamação realizada através do comercializador do cliente reclamante.** Assim, a disposição deveria deixar claro que o prazo máximo de resposta aí estabelecido deverá abranger ambas as situações.

Caso contrário, salienta-se que nos casos em que a resposta dos comercializadores ou agregadores depende de informação veiculada pelos operadores de rede, o prazo de atuação do operador de rede coincidiria, na melhor das hipóteses, com o prazo de resposta concedido aos comercializadores ou agregadores, criando uma limitação óbvia no cumprimento do prazo de resposta ao comercializador.

Neste contexto, entendemos que nas situações em que a resposta do comercializador ao cliente dependa de informações prestadas pelo operador de rede, a contabilização do prazo de resposta do comercializador fica suspensa entre o momento em que o comercializador solicita a informação ao operador de rede e o momento em que recebe a resposta do mesmo, o qual deverá fazê-lo no prazo estabelecido na alínea a) do n.º 1 do artigo 59.º, sem prejuízo de ser enviada uma resposta intermédia ao cliente durante esse período. Assim, segundo o articulado entende-se que caso o ORD incumprisse o prazo da disponibilização da informação, o comercializador não seria responsável pelo pagamento da compensação que decorre do artigo 60.º do articulado.

Em todo o caso, **tal como estabelecido no n.º 3 do artigo 7.º do RRC, também esta matéria beneficiaria se fosse previsto que o comercializador ou agregador pudesse imputar diretamente ao ORD a resposta à reclamação do cliente da qual o ORD é responsável.**

Ainda no artigo 59.º, foi acrescentado o n.º 4 ao articulado, que determina que entidades reclamadas devem responder por escrito às reclamações recebidas por escrito, bem como às reclamações para as quais o reclamante solicite expressamente resposta por escrito, independentemente do meio através do qual a reclamação foi apresentada. A este respeito, a EDP entende que não é clara a forma como esta condição se coaduna com o estabelecido no n.º 1 do artigo 9.º do RRC que determina que para efeitos de relacionamento comercial, o comercializador deve garantir que o cliente indica um meio de contacto preferencial, entre correio postal, correio eletrónico, telefone ou telemóvel, nos termos previstos na lei.

Na prática, caso a reclamação seja recebida por via escrita e o meio preferencial de contacto indicado pelo cliente seja o correio eletrónico, a conjunção das duas condições implica que sejam efetuadas duas comunicações, o que pode inserir confundibilidade no processo que já tinha sido definido e acordado com cliente.

Assim, a EDP entende que a redação do n.º 4 do artigo 59.º deveria ser clarificada à luz do disposto no artigo 9.º do RRC.

7.1.2 Artigos 63.º e 64.º | Reclamações referentes a faturação e reclamações relativas ao equipamento de medição

A proposta de revisão ora discutida, mantém as disposições que preveem que as reclamações referentes à faturação determinem a suspensão das ordens de interrupção de fornecimento por falta de pagamento da fatura reclamada até ao momento em que a reclamação esteja resolvida.

Igualmente, no que respeita a reclamações referentes ao funcionamento do equipamento de medição, mantém-se que:

- i. a visita combinada para verificação do equipamento de medição apenas terá lugar se a verificação remota não for possível;
- ii. se a reclamação for apresentada ao comercializador, este solicita ao ORD, em 3 dias úteis, que contacte o reclamante, e
- iii. a visita combinada poderá ocorrer em prazo superior a 15 dias úteis, caso o reclamante expressamente o requeira.

A EDP considera benéfico que, sempre que possível, se privilegie a verificação de equipamentos de medição por via remota, diminuindo a necessidade de agendamento de visitas combinadas, bem como que, nas situações em que a visita se revele necessária, o agendamento ocorra entre o ORD e o reclamante, sem intervenção do comercializador, alheio à situação.

Pese embora se compreenda que um prazo superior a 15 dias úteis para a realização de visita combinada, a pedido do reclamante, seja benéfico em determinadas situações (por exemplo, casos de segunda habitação, em que os reclamantes não consigam assegurar presença nesse período), facto é que muitas vezes estas reclamações surgem associadas a reclamações referentes a faturação. Nestes casos, de acordo com o artigo 63.º, a possibilidade de interrupção de fornecimento por falta de pagamento da fatura estaria suspensa até resolução da situação. Sucede que, a ser necessário o agendamento de visita combinada e podendo o reclamante requerer o agendamento em prazo superior a 15 dias úteis, tal poderia protelar indefinidamente uma situação de falta de pagamento, e assim os clientes poderiam obviar o pagamento de faturas indefinidamente.

Assim, e face ao exposto, a EDP considera que seria benéfico estipular um prazo máximo para realização da visita combinada para verificação do equipamento de

medição na sequência de reclamação (prevista no artigo 64.º), nos casos em que essa visita seja necessária.

Por último, faz-se notar que o artigo 64.º prevê que a comunicação da informação fundamentada relativa à realização da visita combinada, prevista no n.º 6, seja feita preferencialmente pelo comercializador, num prazo de 5 dias úteis, no entanto, não estabelece um prazo para o ORD disponibilizar essa mesma informação fundamentada ao comercializador.

O n.º 8 deste artigo remete ainda esta matéria para entendimento entre o operador de rede e o comercializador, no entanto, defendemos que deveria ser estabelecido um procedimento formal de comunicação entre os comercializadores e o ORD, com prazos definidos e regulamentados.

7.1.3 Artigo 70.º | Ativação remota do fornecimento

No que diz respeito à ativação remota do fornecimento o artigo 70.º n.º 2 indica que Decorridos os prazos previstos no número anterior e no caso de a ativação remota não ter sido realizada, o operador de rede deve, num intervalo de tempo máximo de 24 horas a partir do final do período estabelecido para a ativação remota do fornecimento, informar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, de que pode marcar uma visita combinada para a realização da ativação ou de que pode optar por nova tentativa remota.

A este respeito, sugere-se que em detrimento do intervalo de tempo máximo de 24 horas, se inclua que esta informação seja prestada de forma imediata:

*“Decorridos os prazos previstos no número anterior e no caso de a ativação remota não ter sido realizada, o operador de rede deve **informar imediatamente** o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador imediatamente após a ocorrência da indisponibilidade de ativação remota, de que pode marcar uma visita combinada para a realização da ativação ou de que pode optar por nova tentativa remota.”*

7.1.4 Artigo 73.º | Ações remotas no âmbito de visita combinada

O artigo 72.º apresenta as disposições relativas às visitas combinadas, em particular o seu n.º 1 dispõe que se considera visita combinada a deslocação do operador de rede de distribuição a uma instalação de utilização em que é necessária a presença do cliente, ou do requisitante de ligação à rede, e em que é definido um intervalo de tempo para o seu início com o acordo do cliente. Ora, dispendo o n.º 1 do artigo 73.º que os operadores de rede de distribuição ficam dispensados da realização de visita combinada sempre que seja possível cumprirem as suas obrigações através de ações remota, entende-se que esta disposição aborda a dispensa de visitas combinadas devido à execução de ações remotas, que deve ser considerada uma situação de exclusão semelhante às descritas no n.º 2 do artigo 72.º.

Pelo exposto, sugerimos que o n.º 1 do artigo 73.º seja aditado como um novo n.º 3 do artigo 72.º.

7.1.5 Artigo 74.º | Agendamento da Visita Combinada

O n.º 4 do artigo 74.º prevê que no âmbito do setor do gás, e nas situações em que a ativação de fornecimento dependa de inspeção prévia a efetuar por entidade inspetora de gás, a coordenação que garanta a presença em simultâneo do operador de rede e da entidade inspetora de gás pode ser efetuada do seguinte modo, cabendo ao cliente escolher entre as opções disponíveis:

- a) Diretamente pelo cliente;
- b) Pelo comercializador do cliente;
- c) Pelo operador de rede de distribuição

Passa a ser possível o cliente escolher que a coordenação da visita seja assegurada pelo operador de distribuição. Em qualquer dos casos, a EDP entende que é necessário que a proposta regulamentar preveja disposições no sentido de (i) o cliente deixar explícito, no momento da realização do contrato, a sua opção de escolha sobre a entidade que deve ficar responsável pela presença da entidade inspetora no local de inspeção; (ii) garantir que o comercializador é habilitado com a informação necessária, designadamente a data e hora agendada.

7.1.6 Artigo 75.º | Incumprimentos no âmbito da visita combinada

O n.º 2 do artigo 75.º estabelece o operador de rede de distribuição, tendo comparecido no intervalo acordado para a visita combinada, tem direito de compensação nos casos seguintes casos:

- a) Ausência, na instalação de utilização, do requisitante de ligação à rede;
- b) Ausência, na instalação de utilização, do cliente, nas restantes situações;
- c) Ausência, na instalação de utilização, da entidade inspetora de gás nas situações em que a inspeção é legalmente exigida e quando a coordenação ocorreu de acordo com as alíneas a) e b) do n.º 4 -Artigo 74.º;
- d) A instalação de gás seja reprovada na sequência de inspeção por entidade inspetora de gás.

O n.º 4 do mesmo artigo determina que nos casos previstos na alínea b) e d) do n.º 2 a compensação é paga pelo comercializador. Ora, como bem se entende o comercializador é totalmente alheio a qualquer uma das circunstâncias - ausência do cliente na instalação de utilização e em caso de reprovação da instalação de gás na sequência de inspeção por entidade inspetora de gás - que em nada dependem da sua atuação. Neste sentido, a EDP entende que nos referidos casos, o valor da compensação não deverá ser assumido pelo comercializador, pelo que propõe a eliminação do n.º 4 e

sugere que a proposta regulamentar passe a prever a possibilidade de a compensação ser paga pelo requisitante de ligação ou pelo cliente, consoante o caso.

7.1.7 Artigo 87.º | Obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente

O n.º 12 do presente artigo indica que: os prazos definidos no n.º 5 só se aplicam nas situações em que o restabelecimento do fornecimento envolva ações simples por parte do operador de rede de distribuição, devendo, nas restantes situações, o restabelecimento do fornecimento passar a ser tratado como visita combinada.

De acordo com o disposto na alínea b) do n.º 2 do Regulamento da Qualidade de Serviço uma ação simples define-se do seguinte modo: ações de reduzida complexidade técnica e de recursos, designadamente a religação ou desligação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna, e a instalação ou remoção do contador, no setor elétrico, ou a instalação ou remoção do contador, ou a abertura ou fecho da válvula de corte, no setor do gás.

Conforme estabelecido, o restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, quer seja de gás natural, quer seja de eletricidade deverá respeitar os prazos identificados no n.º 5 do artigo 87.º, por se tratar de uma ação simples.

Desta forma, e porque existem diferentes interpretações destas normas no mercado, que acabam por dilatar no tempo a prossecução de restabelecimentos de fornecimento, prejudicando o cliente, seria importante ajustar a redação do n.º 12 no seguinte sentido:

Os prazos definidos no n.º 5 só se aplicam nas situações em que o restabelecimento do fornecimento envolva ações simples, incluindo ações de restabelecimento de energia elétrica e gás natural, por parte do operador de rede de distribuição, devendo, nas restantes situações, o restabelecimento do fornecimento passar a ser tratado como visita combinada.

7.1.8 Artigo 91.º | Desativação remota do fornecimento

No que diz respeito à desativação remota do fornecimento o artigo 91.º n.º 2 indica que decorridos os prazos previstos no número anterior e no caso de a desativação remota não ter sido realizada, o operador de rede deve, num intervalo de tempo máximo de 24 horas a partir do final do período estabelecido para a desativação remota do fornecimento, informar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, de que pode marcar uma visita combinada para a realização da desativação ou de que pode optar por nova tentativa remota.

A este respeito sugere-se que em detrimento do intervalo de tempo máximo de 24 horas, se inclua que esta informação seja prestada de forma imediata:

“Decorridos os prazos previstos no número anterior e no caso de a desativação remota não ter sido realizada, o operador de rede deve informar imediatamente o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, de que pode marcar uma visita combinada para a realização da desativação ou de que pode optar por nova tentativa remota.”

8 Regulamento do Autoconsumo

8.1 Comentários Gerais

8.1.1 Propriedade dos equipamentos de medição

O n.º 2 do artigo 17.º da proposta estabelece que os autoconsumidores são responsáveis por todos os encargos associados aos equipamentos de medição de UPAC autónoma, de UPAC >4 kW integradas em IC e de armazenamento autónomo, devendo adquirir, para o efeito, equipamentos de medição qualificados pelo operador da rede, podendo, por opção, e apenas na BTN, adquiri-lo junto do operador ao preço regulado estabelecido pela ERSE. Esta redação vem em linha com a prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, que atribui ao autoconsumidor os encargos de aquisição, exploração e manutenção destes equipamentos.

Porém, é importante realçar que a atribuição destes encargos ao autoconsumidor não significa necessariamente que assegure, de forma direta, a aquisição, a exploração e a manutenção destes equipamentos. No caso concreto dos equipamentos de medição associados às ligações à RESP de UPAC ou armazenamento autónomos, há vantagens em manter estas atividades na esfera do operador de rede, como forma de melhor garantir a efetiva interoperabilidade com os sistemas de telegestão.

Neste sentido, **propõe-se que a redação estabeleça que o operador de rede deve adquirir, explorar e manter os equipamentos de medição de ligação à RESP, devendo, no caso dos equipamentos de UPAC e armazenamento autónomos, haver lugar a uma participação financeira a pagar pelo autoconsumidor, a um valor regulado pela ERSE que cubra os custos totais destes equipamentos.**

Adicionalmente, no caso particular dos equipamentos de medição de UPAC integradas em IC, **a redação deve eliminar a possibilidade de os autoconsumidores BTN adquirirem estes equipamentos diretamente ao operador de rede. Não estando na sua esfera de atividade a venda comercial destes equipamentos de medição, os operadores de rede não estão habilitados a oferecer o mesmo nível de suporte e até de cobertura de garantia que um agente comercial consegue apresentar e ao qual os autoconsumidores deverão ter direito.**

8.1.2 Plataformas de mercado

Os artigos 29.º, 30.º, 31.º e 32.º estabelecem diferentes formatos de partilha de energia entre instalações de uma coletividade, nomeadamente, partilha com coeficientes fixos, partilha com coeficientes proporcionais ao consumo, partilha hierárquica e partilha dinâmica, o que se traduz num elevado dinamismo de mercado. No entanto, a situação que se verifica na prática está a ser fortemente penalizada e limitada pela inexistência de plataformas eficazes de mercado. Assim, a regulamentação deve ser acompanhada de obrigações claras de disponibilização de ferramentas ágeis e flexíveis, que permitam uma comunicação eficaz entre os vários intervenientes e a plena atuação em mercado.

8.2 Comentários Específicos

8.2.1 Artigo 4.º | Proteção de dados pessoais

Entende-se que o teor do n.º 1 do Artigo 4.º da proposta de Regulamento do Autoconsumo que ora reproduzimos [«1 - Os titulares dos dados recolhidos nas instalações são os titulares das mesmas. (...)»] poderá originar equívocos, na medida em que nas situações em que as instalações de consumo são utilizadas por mais que um utilizador, os dados pessoais recolhidos pertencem a cada um dos titulares, independentemente de este corresponder, ou não, ao titular da respetiva instalação. Pelo que sugerimos que seja eliminado.

No que concerne ao n.º 2 do Artigo 4.º da proposta de Regulamento do Autoconsumo [«(...) 2 - O tratamento dos dados das IC, das IPr ou das IA resulta de obrigação jurídica, da execução de um contrato ou do consentimento dos seus titulares. (...)»] sugerimos uma redação alternativa:

2 – Os dados pessoais recolhidos das IC, das IPr ou das IA devem ser tratados com fundamento num dos requisitos de licitude previstos no RGPD.

8.2.2 Artigo 12.º | IC sem contrato de fornecimento

O n.º 1 deste artigo estabelece que quando uma IC deixa de ter contrato de fornecimento, a EGAC deve atualizar os coeficientes de partilha da energia em conformidade e comunicar essa situação através da plataforma eletrónica prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

No que concerne à comunicação a realizar pela EGAC sobre o término contratual do fornecimento das suas IC, entendemos que existem várias situações em que a EGAC poderá não ter acesso a essa informação ou eventualmente a venha a ter tardiamente. Nesse sentido, e tendo em conta que o ORD terá acesso direto a esta informação, entendemos que a mesma poderia ser comunicada por si à EGAC, permitindo diligenciar a atuação da EGAC para efeitos da constituição e partilha de energia do autoconsumo coletivo associado.

Adicionalmente, importa referir que aos dias de hoje ainda não foi implementada a plataforma eletrónica prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro para o referido efeito, criando graves constrangimentos para uma operacionalização eficiente dos processos relativos ao autoconsumo.

9 Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica

9.1 Comentários Gerais

9.1.1 Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT

A proposta mantém a formulação do incentivo estabelecida na versão do RSRI atualmente em vigor, **prevendo a sua aplicação apenas durante os primeiros 8 anos de integração de uma instalação.**

É importante reformular o incentivo no sentido de lhe conferir um carácter mais permanente no tempo, de forma a salvaguardar a adequada recuperação de custos associados a futuras vagas de renovação tecnológica e de equipamentos da infraestrutura de redes inteligentes.

Além disso, apesar de regulamentar o alargamento das redes inteligentes à BTE, a proposta prevê um único valor de incentivo anual a aplicar indistintamente a todos os segmentos (BTN, BTE e IP). Tendo em conta que os custos associados à prestação de serviços (incluindo dos próprios equipamentos de medição) é diferente para cada segmento, **a EDP defende que o modelo de incentivo deve prever um valor diferenciado para BTN, BTE e IP.**

9.2 Comentários Específicos

9.2.1 Artigo 7.º | Comunicação dos ORD BT e dos comercializadores relativa à instalação de contador inteligente e à disponibilização dos serviços das redes inteligentes

O n.º 6 do artigo 7.º estabelece que os operadores das redes devem informar o comercializador que fornece a instalação acerca das datas previstas para a substituição do contador, bem como da data efetiva da substituição do contador e da integração da instalação em rede inteligente, num prazo não superior a dois dias úteis após a conclusão de cada uma destas operações.

Não obstante, a EDP defende que a ERSE deverá densificar esta disposição para que se garanta a salvaguarda do cumprimento da comunicação por parte dos operadores das redes e se estabeleçam os procedimentos em caso de comunicação após 2 dias, incumprindo o dever de informação dentro do prazo previsto. Pressupondo-se que a forma de comunicação privilegiada será via modelo de dados (processo D041), consideramos que em caso de incapacidade de comunicação por limitações de sistemas a mesma seja comunicada através de outros formatos ou suportes. Esta solução permitiria ao comercializador acautelar eventuais impactos da alteração, nomeadamente no que se refere à faturação de valores incorretos que implique refaturação após receção de informação de novo equipamento/alteração, aos erros na comunicação de leituras / consumos devido ao desalinhamento de equipamento, e à imputação da responsabilidade de consumos caducos / prescritos, caso a alteração de

equipamentos seja comunicada com atraso que implique refaturação de períodos alargados.

Uma vez que o n.º 5 deste artigo dispõe que os ORD BT devem manter permanentemente atualizada e disponível para os clientes informação sobre os serviços e sobre a utilização dos contadores integrados nas redes inteligentes, entende-se que o disposto no n.º 7 se torna redundante podendo-se proceder à eliminação do mesmo.

9.2.2 Artigo 9.º | Dados de energia das instalações integradas nas redes inteligentes consumo

Relativamente ao disposto no n.º 1 do Artigo 9.º da proposta de articulado que passamos a reproduzir [«1 - Os titulares dos dados recolhidos nas instalações integradas nas redes inteligentes são os titulares das mesmas. (...)»], cremos que o seu teor será suscetível de originar equívocos, na medida em que nas situações em que as instalações, que se encontram integradas nas redes inteligentes consumo, possuam mais que um utilizador, os dados pessoais recolhidos pertencem a cada um dos titulares, independentemente de este corresponder, ou não, ao titular da referida instalação.

No que concerne ao n.º 3 do mesmo Artigo 9.º que ora reproduzimos [«(...) 3 - As entidades terceiras apenas têm acesso aos dados das instalações integradas nas redes inteligentes mediante o consentimento expresso do titular desses dados. (...)»], sugerimos que os requisitos do consentimento sejam alinhados com aqueles que constam da sua definição legal [«Consentimento» do titular dos dados, uma manifestação de vontade, livre, específica, informada e inequívoca, pela qual o titular dos dados aceita, mediante declaração ou ato positivo inequívoco, que os dados pessoais que lhe dizem respeito sejam objeto de tratamento;].

Assim, e em alternativa, sugerimos a seguinte redação:

«(...) 3 - As entidades terceiras apenas têm acesso aos dados das instalações integradas nas redes inteligentes mediante o consentimento que deverá ser prestado nos termos do RGPD. (...)»

10 Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (AIE)

10.1 Comentários Gerais

10.1.1 Inspeções

Nos termos do artigo 251.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a existência de suspeita de AIE determina a necessidade de **realização de inspeção urgente ao local, sem notificação prévia**, por uma equipa inspetora designada pelo operador de rede com pelo menos dois técnicos, mas, sempre que possível, na presença do utilizador ou do proprietário, produtor, agregador ou prestador de serviços.

A definição de "Inspeção urgente" não é incluída na proposta de articulado do RAIE. Apenas se utiliza o termo "Inspeção". Será importante clarificar a possível distinção entre a nomenclatura utilizada no RAIE e no Decreto-Lei n.º 15/2022.

O n.º 2 do artigo 4.º da proposta estabelece que as equipas designadas para a inspeção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100.000.

Esta proposta limita de forma muito significativa a capacidade que as equipas operacionais atualmente já apresentam para complementar o trabalho desenvolvido pelas equipas dedicadas ao combate à AIE, pelo que se propõe a sua eliminação.

O n.º 4 estabelece que o operador de rede deve, ao iniciar a inspeção, contactar o titular da instalação através de todos os meios de contacto disponíveis, obtendo para o efeito, sempre que necessário, a colaboração do respetivo comercializador, que deverá prestá-la de forma imediata. Adicionalmente, o n.º 5 dispõe que, sem prejuízo do n.º 1 do artigo 251.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador de rede, perante dificuldades de acesso à instalação, pode proceder ao agendamento de visita combinada.

Atualmente, os técnicos já sinalizam a sua presença a quem se encontre na instalação do cliente logo no início da inspeção, deixando uma nota de visita a indicar a sua presença e a natureza da intervenção realizada sempre que esse contacto não exista.

Esta proposta desvanece o efeito surpresa permitido pela referida disposição do Decreto-Lei n.º 15/2022, segundo a qual, havendo suspeita de AIE, o operador de rede deve determinar a realização de inspeção urgente ao local, sem notificação prévia, potenciando a reversão da adulteração ou manipulação por parte do infrator e comprometendo de forma significativa a eficácia do combate à AIE.

É importante salvaguardar que a realização da inspeção não fica condicionada ao sucesso no contacto com o titular da instalação, na condição de o operador de rede registar evidência da sua tentativa para estabelecer tal contacto.

Por último, importa salientar que no articulado do presente regulamento são utilizadas as designações de "consumidores residenciais" e "consumidores não residenciais", conceitos aliás em linha com o disposto no artigo 251.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Não obstante, um dos objetivos da presente revisão regulamentar é o de homogeneizar conceitos utilizados no setor, não fazendo sentido usar a designação de "consumidores não residenciais". A este propósito, sugerimos a adequação das disposições regulamentares para que sejam aplicados os conceitos de "cliente" e "consumidor" definidos no RRC.

10.1.2 Interrupção em caso de AIE

O n.º 1 do artigo 8.º da proposta estabelece que, decorrido o prazo de audiência prévia, mantendo-se a situação de AIE e os fundamentos de imputação previstos no artigo 250.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador de rede deve notificar da decisão final e proceder à interrupção no prazo de 2 dias contados da receção da comunicação, mediante realização de nova deslocação à instalação, nos termos do n.º 1 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, caso a situação de AIE não tenha sido comprovadamente corrigida.

A proposta parece partir do pressuposto de que a regularização de AIE carece sempre de interrupção da instalação, não prevendo a possibilidade de o ORD poder proceder à regularização de uma situação de AIE assim que a detete, se tal não requerer a interrupção da instalação.

Neste contexto, é importante que o articulado preveja a possibilidade de o ORD regularizar as situações de AIE imediatamente na sequência da sua deteção, desde que tal se afigure possível sem necessidade de interromper a instalação, como forma de não burocratizar excessivamente o processo de combate à fraude.

10.2 Comentários Específicos

10.2.1 Artigo 3.º | Proteção de dados pessoais

De acordo com o artigo 2.º da proposta de articulado, a terminologia utilizada é "consumidor" e não "cliente". Pelo que sugerimos que no n.º 2 do artigo 3.º seja substituído o termo "cliente" por "consumidor".

10.2.2 Artigo 4.º | Inspeções

Relativamente ao n.º 4 do artigo 4.º sugerimos que a redação seja alterada como se indica de seguida:

4 - O operador de rede deve, ao iniciar a inspeção, contactar o titular da instalação através de todos os meios de contacto disponíveis, obtendo para o efeito, sempre que necessário, a colaboração do respetivo comercializador, ~~que~~ deverá prestá-la de forma imediata.

11 Outros

11.1 Ponto de entrega adicional e exclusivo para Mobilidade Elétrica

Nos termos do atual Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica (RJME), todos os pontos de carregamento de acesso público devem obrigatoriamente estar ligados à rede de mobilidade elétrica (rede Mobi.e). Assim, e dado que nos pontos instalados em espaços públicos é possível viabilizar a alimentação por um ponto de entrega específico, também o deveria ser para os pontos de carregamento instalados em espaços privados.

A impossibilidade de atribuição de um ponto de entrega específico para Mobilidade Elétrica (ME), virá a obrigar, muitas vezes, a um pedido de aumento de potência ao ponto de entrega existente, o que, para uma instalação elétrica cuja potência contratada/utilizada já esteja próxima do limite máximo da faixa de potência para instalações em Baixa Tensão Especial (BTE) - 200kVA, obrigaria então à alteração do tipo de instalação de BTE para Média Tensão (MT) e à instalação de um ponto de transformação, cujo custo inerente tornaria inviável o investimento para instalação e exploração do(s) ponto(s) de carregamento.

Importa ainda destacar, que muitos dos espaços privados nos quais estão a ser instalados pontos de carregamento de acesso público não são espaços detidos pelos operadores de postos de carregamento (OPC), mas sim de propriedade de terceiros (restaurantes, áreas de serviço, hotéis etc), que cedem o espaço em questão ao abrigo de um acordo comercial, mas que não anteveem qualquer impacto às suas atividades em função da disponibilização dos pontos de carregamento, ou a cedência de um espaço para colocação de um posto de transformação no parque de estacionamento.

Atualmente, o ORD, de modo a viabilizar a instalação de mais de um ponto de entrega para um local com um único artigo matricial (exceção feita às matrizes com propriedade horizontal), tem vindo a exigir que os requerentes obtenham uma autorização formal por parte da respetiva Câmara Municipal, num contexto em que não se tem claro o enquadramento regulamentar para análise e deferimento de tais pedidos pelas Camaras, o que gera atrasos significativos aos processos de PLR para instalação dos pontos de carregamento quando para tal seja necessário um ponto de entrega dedicado.

Cumpra ainda enfatizar, que no âmbito da proposta de regulamentação europeia para rede de Infraestruturas de Combustíveis Alternativos, cuja publicação está para breve, prevê-se a definição de metas obrigatórias de instalação de pontos de carregamento de acesso público – tanto no domínio da potência total de carregamento da rede, como da dispersão de pontos de carregamento ao longo da Rede Transeuropeia de Transportes – para o que é fundamental garantir a viabilidade técnica e económica da instalação capilar de pontos de carregamento e a sua exploração sustentável pelos OPC.

Neste contexto, é fundamental encontrar uma solução que preveja a atribuição de ponto de entrega adicional dedicado para mobilidade elétrica para um local com um mesmo

artigo matricial sem a necessidade de se transitar junto às respetivas Camaras Municipais, processos específicos para obtenção de autorizações Camarárias.

No que se refere ao carregamento de veículos elétricos em espaços de acesso privativo que tem e continuará a ter fundamental importância no desenvolvimento da ME (atualmente representam mais de 70% dos carregamentos), cumpre enfatizar a necessidade de desburocratização para instalação de pontos de carregamento em espaços privados de acesso privativo, insistindo na importância de apoiar a implantação de infraestruturas de carregamento, garantindo-se assim o “Right to Plug” a todos os UVE que pretendam instalar e/ou ter acesso um carregador de veículos elétricos em casa.

No caso dos espaços comuns dos edifícios, é essencial a viabilização da atribuição de um novo ponto de entrega dedicado à ME, de modo que qualquer ponto de carregamento de veículo elétrico na zona de garagem seria ligado ao mesmo, assegurando desta forma uma segregação de consumos relativos à ME.

A possibilidade de atribuição de um novo ponto de entrega dedicado à ME nas zonas de garagens de condomínios poderá facilitar a integração do VE enquanto ativo da rede de distribuição, através da tecnologia de smart charging e o V2G (Vehicle to Grid), de modo a ajustar consumo decorrente do carregamento dos veículos elétricos, bem como para absorção da produção de energia renovável e eventual posterior injeção às redes – gerando potencialmente significativa poupança aos UVE – o que claramente coaduna com o esforço europeu de eficiência energética, descarbonização e melhor utilização de energias renováveis e para melhora do desempenho e eficiência energética dos edifícios no âmbito do objetivo de se promover edifícios de emissão zero.

11.1.1 Processos de ligação às redes para instalação de pontos de carregamento

Atualmente, um dos maiores desafios à rápida implantação da infraestrutura de carregamento está associada à complexidade e demora para obtenção de um ponto de conexão à rede. E sem uma ação coordenada, tal problema poderá vir a se agravar ainda mais, no âmbito da agenda de eletrificação para a UE em todos os setores económicos.

O processo de licenciamento e conexão à rede precisa ser simples, célere, digital e uniforme, a fim de apoiar a implantação da infraestrutura de carregamento para oferecer suporte a cada vez mais motoristas de veículos elétricos, o desenvolvimento de negócios, bem como a transição energética de forma mais ampla.

Nesse sentido, um processo eficiente deveria estabelecer etapas e procedimentos uniformes, tanto junto aos ORD como às autoridades públicas, e dentro de uma abordagem digital, e transparente em todas as etapas.

Para além disso, seria igualmente importante dar visibilidade, à partida, sobre os dados da rede de distribuição, em particular, dos locais onde existe disponibilidade de potência

instalada, o que permitiria aos OPC conceber/desenvolver projetos de forma mais eficaz e, assim, reduzir os prazos de ligação à rede.

Por fim, de modo a tornar prioritários os processos de implantação de infraestruturas de carregamento, fundamentais para os objetivos da transição energética, a instalação de pontos de carregamento deveria ser classificada como projetos de interesse estratégico, com regime próprio, de modo que pudessem se beneficiar, por exemplo, beneficiar de requisitos mais flexíveis, prazos reduzidos e processos simplificados.