

CONSULTA PÚBLICA 130

RELATÓRIO

Reformulação do Guia de Medição,
Leitura e Disponibilização de Dados

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO.....	1
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS	3
2.1	Apreciação geral.....	3
2.2	Aspetos principais da proposta.....	3
2.2.1	Âmbito de aplicação	3
2.2.2	Redes inteligentes.....	5
2.2.3	Redes de distribuição fechadas	7
2.2.4	Requisitos metrológicos e controlo metrológico	9
2.2.5	Mobilidade elétrica	13
2.3	Outros aspetos da proposta	15
2.3.1	Nova legislação europeia para melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União	15
2.3.2	Proteção de dados pessoais e informação confidencial	17
2.3.3	Medição	19
2.3.4	Leitura	42
2.3.5	Anomalias.....	45
2.3.6	Tratamento de dados	47
2.3.7	Disponibilização de dados.....	63
2.3.8	Reporte de informação.....	79
2.3.9	Cumprimento facultativo.....	81
2.3.10	Regime transitório	82
2.3.11	Prazos de implementação	84
2.4	Comentários específicos	85
2.4.1	Instalações de produção e instalações de armazenamento	86
2.4.2	Definições.....	86
2.4.3	Cibersegurança	87
2.4.4	Serviços opcionais.....	89
2.4.5	Instalações com duplo equipamento de medição	89
2.4.6	Adequação do equipamento de medição	90
2.4.7	Controlo da potência contratada realizado pelo equipamento de medição.....	91
2.4.8	Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao titular da instalação	92
2.4.9	Divulgação dos perfis de perdas	92
2.4.10	Acesso à porta série de comunicação	93
2.4.11	Apropriação indevida de energia.....	93
2.4.12	Disponibilização de dados.....	94
2.4.13	Outros	98

1 ENQUADRAMENTO

Nos termos do n.º 2 do artigo 223.º do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás ([RRC](#)), aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, na redação atual, a ERSE colocou em consulta pública ¹ uma proposta de reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico.

A consulta decorreu entre os dias 20 de fevereiro e 7 de abril de 2025, tendo sido dado conhecimento da mesma ao Governo e à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e solicitado parecer ao Conselho Consultivo da ERSE. Adicionalmente, tratando-se de uma proposta regulamentar com incidência no tratamento de dados pessoais, o projeto de [articulado](#) e o respetivo documento [justificativo](#) foram remetidos à Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPd), nos termos do disposto no n.º 4 do artigo 36.º do Regulamento Geral de Proteção de Dados (RGPD) ².

Para além do parecer do Conselho Consultivo da ERSE, e de um contributo cujo autor solicitou confidencialidade, foram recebidos comentários por parte das seguintes 24 entidades (listadas por ordem alfabética):

- A CELER – Cooperativa de Eletrificação de Rebordosa;
- ACCIONA Green Energy Developments, S.L. – Sucursal em Portugal;
- ACEMEL – Associação de Comercializadores de Energia no Mercado Liberalizado;
- Câmara do Comércio e Indústria dos Açores;
- CESSN – Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais;
- CEVE – Cooperativa Eléctrica do Vale D’Este;
- Comissão Técnica de Normalização Electrotécnica CTE 13;
- Cooperativa de Eletrificação A LORD;
- Coopérnico;
- E-REDES – Distribuição de Eletricidade;

¹ [Consulta Pública n.º 130](#) – Proposta de reformulação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico

² [Regulamento \(UE\) 2016/679](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016, relativo à proteção das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados

- EDA – Electricidade dos Açores;
- EDP – Energias de Portugal;
- EDP Comercial;
- EDP LABELEC – Estudos, Desenvolvimentos e Atividades Laboratoriais;
- EEM – Empresa de Electricidade da Madeira;
- ELECPOR – Associação Portuguesa das Empresas do Sector Eléctrico;
- Elergone Energia;
- EVIO – Electrical Mobility;
- Greenvolt;
- MOEVE – CEPESA GAS Y ELECTRICIDAD, Sucursal em Portugal;
- REN – Rede Eléctrica Nacional;
- SELECTRA;
- SU ELETRICIDADE;
- USENERGY.

Os comentários recebidos e não confidenciais são publicados na página de internet da ERSE.

Todos os contributos recebidos foram ponderados na decisão final, que se apresenta de forma justificada neste relatório. Para além do enquadramento, o relatório tem um capítulo dedicado aos comentários recebidos, subdividido em 1) apreciação geral, 2) aspetos principais, 3) outros aspetos e 4) comentários específicos. Por razões de sistematização, 1) a ordem pela qual os temas se discutem segue de perto a adotada no documento justificativo da proposta e 2) as referências ao articulado adotam a numeração da proposta submetida a consulta.

2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

2.1 APRECIÇÃO GERAL

No documento justificativo que acompanhou a proposta de articulado submetida a consulta pública a ERSE fundamentou a necessidade de reformulação do Guia. A nível formal, foi proposta uma estrutura normativa articulada. A nível de conteúdo, procurou-se, fundamentalmente, atualizar e simplificar o quadro de regras.

Em termos gerais, os participantes sublinharam a importância do Guia, reforçada pelo atual contexto de transição energética e pelo surgimento de novas atividades e intervenientes, e valorizaram positivamente a proposta, que qualificaram de oportuna e necessária. Em relação à estrutura, foi referida a maior legibilidade e uniformidade com a restante regulamentação e, no respeitante ao conteúdo, mereceu destaque o esforço para modernizar o Guia, alinhando-o com os desenvolvimentos mais recentes do setor elétrico (e.g., redes inteligentes, digitalização, redes de distribuição fechadas, autoconsumo, armazenamento, novas exigências ao nível da gestão de dados), assim como a clarificação do quadro de responsabilidades dos diferentes intervenientes.

Não obstante a apreciação geral positiva da proposta, foram apresentadas diversas sugestões de melhoria e manifestadas algumas preocupações, nos termos que, de modo detalhado, se enquadram e discutem nos pontos seguintes deste relatório.

2.2 ASPETOS PRINCIPAIS DA PROPOSTA

2.2.1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Nos termos do art.º 1.º da proposta de articulado submetida a consulta pública, o âmbito de aplicação do Guia foi alargado às regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Em termos concretos, as especificidades dos sistemas elétricos insulares têm reflexo, fundamentalmente, nos capítulos dedicados ao tratamento e à disponibilização de dados, por força do modelo verticalizado vigente, decorrente do estatuto ultraperiférico, com uma única empresa responsável por toda a cadeia de valor.

Adicionalmente, foi proposto um regime transitório de regras aplicáveis às instalações em BTN não integradas em redes inteligentes que, e sem prejuízo dessa integração não estar ainda totalmente concluída em Portugal continental, visou acomodar o diferente estágio das regiões autónomas no desenvolvimento dessas redes.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta de alargamento do âmbito de aplicação do Guia às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, incluindo a sua forma de concretização no articulado, mereceu concordância generalizada por parte dos participantes na consulta, designadamente o Conselho Consultivo, a EDA, a EEM e a ELECPOR.

Adicionalmente, em face do esforço necessário para a correta implementação das redes inteligentes, e considerada a prioridade que deve ser dada a essa implementação, estes participantes sugeriram que o regime transitório aplicável às instalações em BTN não integradas em redes inteligentes reflita as regras e práticas atuais das regiões autónomas, não exigindo adaptações fora do quadro das redes inteligentes.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Considerando o atual ponto de desenvolvimento das redes inteligentes em Portugal continental, o regime transitório para instalações em BTN não integradas em redes inteligentes é, fundamentalmente, aplicável nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

O cumprimento atempado do compromisso publicamente assumido pelos operadores de rede das regiões autónomas traduzir-se-á na conclusão do processo de integração em rede inteligente num horizonte temporal máximo de pouco mais de três anos.

A ERSE concorda com a priorização a dar a esse processo e com a salvaguarda de que as regras incluídas no regime transitório a estabelecer no Guia não impliquem necessidade de desenvolvimentos adicionais.

Sem prejuízo deste comentário de cariz genérico, as sugestões concretas de alteração apresentadas pelos participantes na consulta, particularmente pelos operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, são discutidas nos pontos específicos dedicados a cada tema tendo, de forma geral, merecido acolhimento na redação final do Guia.

2.2.2 REDES INTELIGENTES

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O desenvolvimento porventura mais significativo da proposta de Guia foi a adoção das redes inteligentes de forma generalizada na BT. Por um lado, tem como objeto a larga maioria das instalações ligadas às redes e, por outro, as redes inteligentes impactam de forma determinante nas atividades regulamentadas no Guia (e.g., requisitos de medição, acesso remoto, dados a disponibilizar).

Adicionalmente, e para o caso específico da BTE, foi proposta a obrigação de conclusão do processo de integração em rede inteligente até ao final de 2030, acompanhada do dever de envio à ERSE dos requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes já instalados e/ou a instalar.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta submetida a consulta pela ERSE mereceu concordância generalizada do lado dos participantes.

Ainda assim, foram recebidos comentários no âmbito da calendarização dos processos de instalação de contadores inteligentes e de integração em rede inteligente, por um lado, e da salvaguarda de condições mínimas para que a migração para as redes inteligentes seja bem-sucedida, por outro.

No primeiro caso, a Câmara do Comércio e Indústria dos Açores, tendo em conta a fase muito inicial de desenvolvimento das redes inteligentes na região autónoma, sugeriu que a EDA submeta à aprovação da ERSE o plano de instalação de contadores inteligentes e integração em rede inteligente, incluindo BTN e BTE. Na mesma linha, o Conselho Consultivo recomendou o estabelecimento de um cronograma de implementação das redes inteligentes, quer para a Região Autónoma dos Açores, quer para a Região Autónoma da Madeira.

No respeitante às condições a salvaguardar, a ACEMEL sublinhou a necessidade de 1) comunicação atempada e transparente com os comercializadores, 2) garantir compatibilidade técnica e interoperabilidade com os sistemas existentes e 3) acautelar os pequenos agentes, que não dispõem da mesma capacidade de investimento ou integração com os sistemas dos operadores de rede.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A calendarização dos processos de instalação de contadores inteligentes e de integração em rede inteligente, na BTN, em Portugal continental, foi estabelecida pelo Governo, nos termos da lei. À ERSE cabe, fundamentalmente, regulamentar os serviços a prestar pelos diversos intervenientes quando essa integração se efetiva. Por maioria de razão, no caso das regiões autónomas, a ERSE não deve estabelecer, nem aprovar essa calendarização.

Não obstante, no caso particular da BTE, pelas razões elencadas no documento justificativo (ponto 3.3), relevando em particular a reduzida dimensão do universo de instalações em causa, quando comparado com a BTN, e com base na análise da ERSE aos planos de instalação de contadores inteligentes e de integração em rede inteligente que os próprios operadores de rede submeteram (ao abrigo do n.º 3 do art.º 3.º do RSRI ³), estabelece-se no Guia o ano de 2030 como prazo máximo para conclusão dessa integração, quer em Portugal continental, quer nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira. No caso da BTE, a urgência dessa integração é mitigada pela circunstância de vários dos serviços das redes inteligentes serem já há muito tempo disponibilizados a este segmento de clientes.

Em relação ao comentário da ACEMEL, que a ERSE acompanha, cumpre, desde logo, reforçar a presunção de integração em rede inteligente, atento o atual estado do processo em Portugal continental (serão já menos de 100 mil as instalações ainda não integradas em rede inteligente).

Por outro lado, o quadro regulamentar estabelecido já salvaguarda a dimensão da comunicação com os comercializadores, quer no âmbito da instalação de contadores inteligentes, quer no da integração em rede inteligente (RRC, art.º 29 e RSRI, artigos 7.º e 8.º).

No respeitante aos requisitos de interoperabilidade 1) a proposta de articulado (art.º 12.º, n.º 4) já abrange os equipamentos de medição e 2) em termos de disponibilização de dados, o [Regulamento de Execução \(UE\) 2023/1162](#), de 6 de junho de 2023, oferece garantias a esse nível, para além de que, nos termos do Guia, o modelo e o formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de rede aos comercializadores é objeto de documento complementar aprovado na sequência de consulta de interessados promovida pelos operadores.

³ Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, aprovado pelo [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

Por último, e relativamente à adaptação das obrigações regulamentares em função da especificidade ou dimensão dos intervenientes, neste caso dos comercializadores, essa tem sido uma preocupação da ERSE em todos os processos de regulamentação, com evidências concretas (e.g., disponibilização de contratos de eletricidade a preços dinâmicos obrigatória para comercializadores com mais de 200 000 clientes (art.º 15.º, n.º 3 do RRC), valorização de responsabilidades em aberto, no âmbito da gestão de riscos e garantias, em função da quota de mercado dos agentes (art.º 7.º da [Diretiva n.º 6/2024](#), de 30 de abril). O próprio Guia estabelece, pela primeira vez, a possibilidade de cumprimento voluntário de certas regras, por parte de alguns operadores de rede. Por fim, a este respeito, a ERSE reitera a disponibilidade para, caso a caso, avaliar a possibilidade de adaptar o nível de exigência que impende sobre os diversos intervenientes no setor, designadamente, em função da sua dimensão.

2.2.3 REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No que tange às redes de distribuição fechadas (RDF), a proposta submetida a consulta veio densificar os princípios já concretizados no RRC, enquadrados na premissa legal de, aos respetivos operadores, se aplicarem os deveres gerais estabelecidos para os operadores das redes de distribuição de serviço público.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

As regras propostas pela ERSE mereceram amplo acolhimento (e.g., o Conselho Consultivo da ERSE referiu que “(...) garantem uma extensão harmoniosa e equilibrada das regras atualmente aplicáveis à atividade de medição e leitura por parte dos operadores da RESP”).

Foram recebidos dois comentários neste âmbito, um por parte da ACEMEL e o outro da Elergone.

Segundo a ACEMEL, a operacionalização das RDF deve prever mecanismos que não dificultem a entrada ou atuação de comercializadores independentes, defendendo 1) o acesso equitativo aos pontos de medição e dados de utilizadores dessas redes e 2) que as responsabilidades dos operadores das RDF sejam equiparadas às da RESP, de forma a garantir coerência e proteção do consumidor.

Por seu lado, a Elergone, no respeitante à responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição e disponibilização dos dados, encontra paralelo entre a proposta apresentada e o procedimento aplicável aos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica (segundo este comercializador,

complexo e indutor de atrasos e de refaturações), sugerindo que essa responsabilidade seja atribuída ao operador da rede pública.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Como resposta ampla aos comentários recebidos, cabe recordar que, nos termos da lei, 1) se aplicam aos operadores de RDF os deveres gerais estabelecidos para os operadores das redes de distribuição de serviço público e 2) os consumidores têm direito à celebração de contratos de fornecimento com os comercializadores e, bem assim, à mudança de comercializador, sem quaisquer encargos associados, sem número limite de mudanças e em prazo razoável. Adicionalmente, a proposta de Guia visa, precisamente, assegurar condições equiparadas, sempre que considerado adequado, não apenas entre operadores de rede, mas também para utilizadores da rede e agentes de mercado, independentemente de o operador de rede em causa ser ou não de serviço público.

No que respeita mais concretamente ao comentário da Elergone, faz-se notar que o modelo regulamentar vigente atribui aos operadores de rede a responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição instalados na fronteira com as instalações dos utilizadores de rede. A proposta de Guia refletia esta atribuição também para os operadores de RDF. O modelo proposto é, aliás, equivalente ao que se aplica no caso dos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT. Faz-se notar, adicionalmente, que as RDF são privadas, não integrando as concessões de distribuição de eletricidade.

Por outro lado, o contexto do setor da mobilidade elétrica é, salvo melhor opinião, distinto: 1) a EGME não é um operador de rede e 2) o regime jurídico em vigor atribui-lhe deveres no âmbito da gestão “dos fluxos relativos a informação energética e financeira”. Esta situação pode vir a alterar-se, nos termos da proposta de novo regime, quer pelo estabelecimento de “pontos de medição autónomos para as estações de carregamento”, em caso de pontos de carregamentos ligados a instalações de consumo existentes, quer pelas novas responsabilidades previstas para comunicação dos dados de medição dos pontos de carregamento (Entidade Agregadora de Dados para a Mobilidade Elétrica e OPC). Merece ainda menção, nos termos da proposta de articulado (art.º 98.º, n.º 8), a obrigação de, a cada dois anos, o operador da RND enviar à ERSE uma caracterização da disponibilização de dados pelos operadores das RDF ligadas à RND ou às redes de distribuição em BT por si operadas, individualizando o desempenho de cada operador de RDF, caracterização esta que permitirá avaliar a bondade do quadro de regras aplicáveis neste âmbito.

2.2.4 REQUISITOS METROLÓGICOS E CONTROLO METROLÓGICO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A ERSE propôs eliminar as disposições relativas a requisitos metrológicos (potências e classes de exatidão) e a operações de controlo metrológico (ações de verificação), nomeadamente as matérias constantes do Guia anteriormente em vigor, nos pontos 12 (Potências de exatidão), 13 (Classes de exatidão), 17 (Controlo metrológico dos equipamentos de exatidão), 18 (Ações de verificação a pontos de medição), 19 (Procedimentos de verificação para a instalação de um novo ponto de medição), 20 (Procedimentos de verificação para alteração de um sistema de medição em serviço), 21 (Procedimentos de verificação periódica e obrigatória) e 22 (Procedimentos de verificação extraordinária). Fê-lo considerando o disposto na legislação vigente em matéria de controlo metrológico legal, identificada no documento justificativo da presente consulta, que não atribui competências à ERSE para o efeito.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Esta proposta foi a que maior réplica mereceu por parte dos participantes na consulta que, sem contestarem a fundamentação subjacente, sublinharam a importância das disposições vigentes e propuseram a consideração de um período transitório, nos termos que melhor se concretizam de seguida para cada comentário.

Assim, o Conselho Consultivo, compreendendo a justificação da ERSE, recomendou que 1) a ERSE sensibilize as entidades competentes para o reforço do atual enquadramento legal, de forma a continuar a assegurar-se uma garantia de rigor das medições de energia elétrica e que 2) a reformulação do Guia evite uma lacuna legal ou regulamentar, conferindo margem para que os operadores das redes definam, a título transitório, regras, eventualmente com recurso aos documentos complementares ou, em alternativa, através da definição de um regime transitório até que o enquadramento legal ou regulamentar nacional esteja devidamente adaptado. O Conselho Consultivo considerou essencial a aprovação de enquadramento normativo que assegure a qualidade e transparência nos valores de energia medidos e transacionados entre os vários agentes intervenientes, recomendando que a ERSE diligencie esforços nesse sentido.

A REN, por seu lado, tendo em vista acautelar as mesmas preocupações do Conselho Consultivo, propôs o estabelecimento de um regime transitório, durante o qual as atuais disposições do Guia se manteriam em vigor até que o enquadramento legal ou regulamentar nacional esteja devidamente adaptado.

Adicionalmente, propôs que se mantivessem as disposições relativas às classes de exatidão mínima a utilizar nas cadeias de medição.

A ELECPOR identificou este como o “principal ponto de apreensão”, recomendando que as classes e potências de exatidão sejam considerados requisitos de ligação à rede, por parte dos operadores de rede, assegurando a continuidade da sua aplicação.

A EEM entende que a eliminação das disposições do Guia pode resultar em interpretações divergentes e, conseqüentemente, em diferentes práticas no setor, sugerindo a continuidade da aplicação dos requisitos técnicos e práticas em vigor, através de um enquadramento normativo específico, na regulamentação da ERSE.

A Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica 13 (CTE 13) considera fundamental a distinção entre metrologia científica, legal e industrial, entendendo que as duas primeiras são responsabilidade do IPQ e que a metrologia industrial é da competência das “entidades relacionadas com o setor energético”. Adicionalmente, entende que as ações de verificação devem ser reguladas, por forma a definir o seu âmbito e a sua adequada periodicidade a cada instalação de acordo com a sua relevância e o seu histórico, por forma a otimizar o seu custo benefício.

A Elergone, concordando com a posição da ERSE relativamente à eliminação destas matérias do Guia, alertou para o estabelecimento recente de regras de controlo metrológico para os contadores da mobilidade elétrica, no seu entender desalinhas com as práticas do setor elétrico, nomeadamente no que respeita às instalações de consumo, impondo requisitos excessivamente exigentes ou desproporcionados.

A EDP LABELEC considerou que a eliminação dos requisitos incluídos no Guia poderá ter impactos negativos em diferentes dimensões, em particular se os operadores de rede não aplicarem os requisitos adequados aos seus equipamentos e não dispuserem de mecanismos alternativos para continuarem a poder exigir nas novas ligações (instalações de produtores) o cumprimento destes mesmos requisitos a nível dos respetivos equipamentos de medição. Assim, expressou a sua preocupação face às alterações propostas, entendendo que a publicação do regulamento nestes termos, e sem acautelar um mecanismo que dê tempo para as entidades competentes complementarem a legislação existente, representa um retrocesso nesta matéria. Mais referiu que, por razões de segurança e garantia da correta contabilização da energia elétrica consumida ou produzida, considera importante que os operadores de rede e os titulares de centros electroprodutores continuem a efetuar as verificações necessárias à garantia de bom funcionamento e

fiabilidade dos seus sistemas de contagem de energia elétrica, sendo fundamental assegurar a definição de regras adequadas em aspetos não cobertos pela atual legislação.

A EDP entende que deve ser clarificado se, deixando de se aplicar o referido no atual Guia quanto a este tema, estão assegurados requisitos a seguir pelas entidades competentes para o efeito, nomeadamente no que toca às classes e potências de exatidão, considerando que se pode vir a verificar um vazio regulamentar que, desde logo, poderá comprometer as práticas realizadas segundo os critérios técnicos previamente estabelecidos. Salientou ainda que a falta de uma referência normativa nesta matéria pode levar a variações na interpretação e na aplicação das regras do setor, com impacto na qualidade dos processos envolvidos e sugere que os operadores de rede, ainda que transitoriamente, continuem a aplicar os requisitos e a assegurar as verificações necessárias para garantir a fiabilidade necessária das medidas, bem como a poder exigir o cumprimento destas exigências por parte dos titulares de instalações de produção ligadas à rede.

A E-REDES concordou com a proposta de eliminação das matérias relativas a metrologia do Guia, contudo, no que toca aos equipamentos de medição que não são propriedade dos operadores de rede e sobre os quais os operadores não têm autonomia para seleccionar os equipamentos e efetuar as verificações que considerem necessárias, nomeadamente os utilizados nas instalações de produção, considerou importante prever algum mecanismo que permita aos operadores de rede definirem requisitos de classe de exatidão dos equipamentos e para a sua verificação, que possam colmatar, ainda que temporariamente, eventuais aspetos em que a atual regulamentação é omissa, sugerindo que o Guia preveja a possibilidade de os operadores definirem, através de documentos complementares, requisitos a aplicar a estes equipamentos de medição. Complementarmente, a E-REDES entende que deve ser prevista, no âmbito do Regulamento das Redes, a possibilidade de os operadores definirem requisitos de classe de exatidão e exigirem ensaios de conformidade aplicáveis a estes equipamentos, no âmbito da ligação à rede das instalações de produção.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Conforme explicitado no âmbito do documento justificativo, a matéria referente ao controlo metrológico dos métodos e dos instrumentos de medição (utilizados em transações comerciais no setor elétrico) encontra previsão e concretização legal no regime geral aprovado pelo [Decreto-Lei n.º 29/2022](#), de 7 de abril, na redação vigente, nas disposições regulamentares gerais previstas no Regulamento Geral do Controlo Metrológico Legal dos Métodos e dos Instrumentos de Medição, aprovado pela [Portaria n.º](#)

[211/2022](#), de 23 de agosto, e ainda nas disposições constantes das portarias específicas de cada instrumento de medição, sendo aplicável, no caso dos contadores de energia elétrica ativa, a [Portaria n.º 321/2019](#), de 19 de setembro. Adicionalmente, o [Decreto-Lei n.º 45/2017](#), de 27 de abril, na redação vigente, estabelece as regras aplicáveis à disponibilização no mercado e colocação em serviço dos instrumentos de medição, em particular aos contadores de energia elétrica ativa (alínea c) do artigo 2.º). Prevê-se ainda a aplicação de normas europeias harmonizadas e de documentos normativos (especificações elaboradas pela Organização Internacional de Metrologia Legal ⁴).

Acresce que, nos termos dos Estatutos do Instituto Português da Qualidade, I. P., aprovados pela [Portaria n.º 23/2013](#), de 24 de janeiro, na redação vigente, cabe a este Instituto, na sua condição de Instituição Nacional de Metrologia, entre outros, assegurar e gerir o sistema de controlo metrológico legal, participar na elaboração e revisão de regulamentação metrológica europeia e internacional e promover e elaborar legislação nacional de controlo metrológico.

Após análise dos comentários apresentados, que manifestaram, na sua vasta maioria, preocupações quanto à ausência de norma legal ou regulamentar relativamente à concretização dos procedimentos de controlo metrológico e à sua aplicação a certos níveis de tensão, abrangendo sobretudo a indústria, a ERSE verificou que a eliminação das normas nos termos propostos poderia causar um vazio legal suscetível de afetar não apenas os intervenientes no SEN, mas também o funcionamento do próprio Sistema, face às incertezas e insegurança quanto a procedimentos a seguir em matéria de metrologia e à potencial aplicação de procedimentos internos não harmonizados e desconformes, em prejuízo de todo o setor.

Face ao exposto, atendendo às atribuições e competências legais e estatutárias atribuídas à ERSE pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e pelos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de abril, na redação vigente, particularmente o n.º 1, a alínea d) do n.º 2 e a alínea c) do n.º 4 do artigo 3.º, o artigo 8.º e o n.º 1 do artigo 9.º, sem prejuízo da aprovação futura de legislação ou regulamentação que abarque as matérias em causa, a proposta foi revista, mantendo-se, a título residual, as regras atinentes aos requisitos metrológicos e ao controlo metrológico, nos termos constantes do atual Guia, em forma articulada e simplificada.

Para o efeito, foi introduzida uma nova secção (Secção III – Requisitos metrológicos e controlo metrológico) no Capítulo II (Medição) do Guia.

⁴ <https://www.oiml.org/en>

2.2.5 MOBILIDADE ELÉTRICA

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta de reformulação do Guia adotou, no essencial, as atuais disposições aplicáveis à mobilidade elétrica. Não obstante, conhecida a intenção do Governo de alterar o respetivo regime jurídico, será necessário, na sequência dessa alteração, adaptar o quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE, designadamente o Regulamento da Mobilidade Elétrica e o próprio Guia.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os participantes na consulta compreenderam a opção da ERSE de, na iminência da publicação de um novo regime jurídico da mobilidade elétrica, não alterar as regras estabelecidas no Guia.

Sem prejuízo, foram recebidos dois comentários relativos a esta matéria, um por parte da Elergone e outro da EDP.

Assim, a Elergone considerou que o Guia deve 1) alinhar-se com o disposto no AFIR, em particular assegurando a possibilidade de prestação do serviço diretamente pelos OPC e 2) prever a possibilidade de inclusão de instalações de armazenamento associadas a estações de carregamento de veículos elétricos.

Por seu lado, a EDP entende urgente a revisão de todas as peças regulamentares que tratam matérias sobre mobilidade elétrica, assim que o novo regime jurídico seja aprovado, devendo as mesmas ser sujeitas a consulta pública. Adicionalmente, solicitou clarificação relativamente à possibilidade de ligação de pontos de carregamento de veículos elétricos à Rede Nacional de Transporte (RNT), entendendo que essa eventualidade deverá seguir o enquadramento atualmente aplicável à ligação de uma instalação de consumo em MAT.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação à primeira parte do comentário da Elergone, a ERSE reitera a sua opção de, por ora, não alterar o quadro regulamentar em vigor, antecipando-se para breve a adoção de um novo regime jurídico que, nos termos da proposta submetida a consulta pelo Governo, visa, precisamente, executar na ordem jurídica interna o Regulamento AFIR.

Por outro lado, no que respeita a instalações de armazenamento associadas a estações de carregamento de veículos elétricos, designadamente para carregamentos com energia proveniente desse armazenamento, o quadro regulamentar vigente prevê o recurso a projetos-piloto, tal como sucede para as instalações em que coexistam mobilidade elétrica e autoconsumo, uma vez que, com o atual regime jurídico, não é óbvio o relacionamento comercial que permite atribuir essa energia às carteiras dos CEME, atentas as suas limitações em termos de contratação do fornecimento. Nos termos da proposta de novo regime jurídico da mobilidade elétrica, esta barreira desaparece, uma vez que se elimina a figura do CEME e se estabelece a possibilidade de o OPC vender diretamente a energia de carregamento ao utilizador do veículo elétrico (energia essa que poderá ser proveniente, por exemplo, de produção local, de armazenamento ou de partilha com o ponto de entrega).

Em todo o caso, o Guia não impede a aplicação imediata do modelo de prestador de serviços de mobilidade, que é tratado como uma instalação de consumo “normal” (sem segregação de consumos para a mobilidade), incluindo a possibilidade de armazenamento.

Em relação ao comentário da EDP, importa referir que a adaptação do quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE, na sequência da publicação do novo regime jurídico da mobilidade elétrica, obedecerá, em termos de prazos, ao que vier a ser estabelecido no diploma e, em qualquer caso, como habitualmente sucede, terá lugar no contexto de um processo de consulta pública.

Sobre a ligação de pontos de carregamento de veículos elétricos à RNT, faz-se notar que, como referido no documento justificativo, essa possibilidade já se encontra prevista na regulamentação em vigor (no RRC, art.º 184.º, n.º 1, al. j), e no RME, art.º 49.º, al. a)). Trata-se, portanto, apenas, de replicar essa possibilidade também no Guia. Em tese, e salvo melhor opinião, nada obsta a que tal possa suceder, salvaguardado o plano do licenciamento, que é da responsabilidade da DGEG. Aliás, e tal como também mencionado no documento justificativo, o [Anexo](#) aprovado pelo [Despacho n.º 22/DGEG/2024](#), de 5 de agosto, que estabelece os procedimentos e esquemas exemplificativos para a conceção, inspeção, vistoria e certificação de instalações de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos refere estar em estudo a ligação de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos diretamente à RESP, através da RNT (ponto 8). A principal preocupação da EDP neste comentário aparenta ter relação com as condições comerciais de ligação à rede (que são objeto do RRC e não do Guia). Neste âmbito, cumpre referir que o [Decreto-Lei n.º 39/2010](#), de 11 de junho, na redação em vigor, determina ser dever do OPC suportar os encargos de ligação à rede, nos termos da regulamentação aplicável e que, por seu lado, o RRC não distingue estas instalações das restantes instalações de consumo, pelo que lhes são aplicáveis as mesmas regras.

2.3 OUTROS ASPETOS DA PROPOSTA

2.3.1 NOVA LEGISLAÇÃO EUROPEIA PARA MELHORIA DA CONFIGURAÇÃO DO MERCADO DA ELETRICIDADE DA UNIÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União introduziu os dispositivos de medição específicos. Tratando-se de ato legislativo vinculativo, não carece de transposição. Todavia, atendendo ao âmbito de utilização destes dispositivos (observabilidade, liquidação de serviços da resposta da procura e de serviços de flexibilidade), entendeu a ERSE que a discussão das regras regulamentares aplicáveis deverá ter lugar no quadro do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e da elaboração do novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição de eletricidade, optando assim por não os considerar na proposta de reformulação do Guia.

Por seu lado, a Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, introduziu alterações no âmbito da livre escolha do comercializador e do direito à partilha de energia. Uma vez que estas alterações carecem de transposição para o ordenamento jurídico nacional, a ter lugar até 17 de julho de 2026, a ERSE não as considerou no âmbito da proposta de reformulação do Guia.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Relativamente aos dispositivos de medição específicos, foram recebidos comentários da Coopérnico e da Elergone.

A Coopérnico defendeu a utilização de dispositivos de medição específicos em contexto de autoconsumo coletivo, mas com requisitos técnicos e administrativos adaptados, face aos estabelecidos para os equipamentos de medição “principal”. Por seu lado, a Elergone considerou importante que o Guia preveja a possibilidade de dispositivos de medição específicos a utilizar, nomeadamente, na resposta da procura.

Já no que respeita à livre escolha do comercializador, foram igualmente recebidos dois comentários, um dos quais solicitou confidencialidade e o outro da CEVE.

O participante que solicitou confidencialidade reconheceu que a admissão generalizada da integração de múltiplos pontos de medição internos nas instalações dos utilizadores, bem como a sua incorporação nos sistemas dos operadores de rede, implica atualizações dos sistemas informáticos destes, mas que tal não deve impedir a efetivação da possibilidade de múltiplos contratos associados a uma mesma instalação, como o próprio Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê. Acrescentou a possibilidade de uma abordagem faseada (e.g., por setores de atividade), que poderia ser viabilizada através de projetos-piloto.

No caso da CEVE, referiu-se que a contratação de fornecimento com múltiplos comercializadores já é uma realidade para as instalações em autoconsumo coletivo, em que os operadores de rede têm de fracionar o acesso por duas entidades, comercializador e EGAC. Adicionalmente, este operador considerou que as alterações que se perspetivam para o regime jurídico da mobilidade elétrica irão obrigar a rápido debate e regulamentação, não se coadunando com o tempo de elaboração do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição de eletricidade.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação aos dispositivos de medição específicos, e em resposta aos comentários da Coopérnico e da Elergone, cumpre referir o seguinte: 1) nos termos do Regulamento (UE) 2024/1747, estes dispositivos são utilizáveis para efeitos de observabilidade e de prestação de serviços da resposta da procura e de flexibilidade, matérias que não integram o objeto do Guia, 2) a prestação de serviços da resposta da procura e de flexibilidade ⁵ será regulamentada no novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição de eletricidade, a aprovar na sequência de processo de consulta pública, que deverá ocorrer, o mais tardar, no próximo ano, 3) a discussão em torno dos requisitos a impor aos dispositivos de medição específicos e aos dados recolhidos a partir destes far-se-á no âmbito do processo de aprovação do referido Manual e beneficiará em grande medida dos trabalhos em curso tendentes à adoção do [código de rede da resposta da procura](#).

⁵ Acresce que decorre um projeto-piloto para a prestação de serviços de flexibilidade (FIRMe), que define os requisitos aplicáveis nesse âmbito.

Questão diferente, e sem relação com o novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição de eletricidade, é a da multicontratação, ou seja, a celebração de vários contratos em simultâneo para o fornecimento de uma mesma instalação de consumo. Como se referiu no documento justificativo, e sem prejuízo do estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, a aplicação do disposto na Diretiva (UE) 2024/1711 carece de transposição, a concretizar até 17 de julho de 2026. Note-se que a remissão para as regras a estabelecer no RRC, prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, extravasando em larga medida o objeto do Guia não é, salvo melhor opinião, suficiente para concretizar completamente a multicontratação. Com efeito se, por um lado, matérias no âmbito do relacionamento comercial (e.g., interrupção de fornecimento, alteração da potência contratada, codificação dos pontos de entrega) devem ter previsão no RRC, outras há (e.g., faturação do acesso à rede, reclamações, compensações de qualidade de serviço, responsabilidade pelos desvios) cuja concretização regulamentar deverá efetivar-se noutras peças regulamentares. Esta discussão está, em larga medida, por fazer, importando estruturá-la a partir dos aspetos mais fundamentais.

Contudo, e sendo claro que o impacte da multicontratação é transversal ao quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE, reconhece-se que o Guia poderá vir a incorporar algumas regras neste domínio que, contudo, necessitam de discussão pública detalhada. Alguns exemplos de aspetos a discutir são:

- Requisitos metrológicos e técnicos (medição, interoperabilidade, comunicação) a impor aos equipamentos de medição, tendo presente que estes suportam contratos de fornecimento;
- Regras de custeio dos equipamentos de medição;
- Disponibilização de dados, designadamente para efeitos de faturação.

Assim, importa dar prioridade à concretização da transposição da Diretiva e, posteriormente, refletir essa transposição nos regulamentos relevantes, designadamente no RRC, no RT, no RQS, no Guia e no MPGGS.

2.3.2 PROTEÇÃO DE DADOS PESSOAIS E INFORMAÇÃO CONFIDENCIAL

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O artigo 3.º da proposta de articulado que se submeteu a consulta pública dispunha acerca da proteção de dados pessoais, não introduzindo alterações no quadro regulamentar já existente. A opção da ERSE passou por incluir, também no Guia, um preceito semelhante ao existente nos demais regulamentos a fim de

ênfatizar a aplicação da legislação sobre proteção de dados pessoais ao setor energético e concomitantemente assegurar os direitos, liberdades e garantias dos clientes que são pessoas singulares.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A temática da proteção de dados pessoais foi identificada nos comentários apresentados pela empresa que atua sob a marca SELECTRA, pela Coopérnico, pela E-REDES, pela SU Eletricidade e pela EDP.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Neste âmbito, foi identificada a preocupação com a licitude dos tratamentos de dados pessoais efetuados à luz do Guia. Na proposta submetida a consulta, foram previstos como fundamentos de licitude o cumprimento de uma obrigação jurídica, a execução de um contrato e o consentimento. Não obstante, a E-REDES “dá nota de que poderá mostrar-se pertinente incluir também o interesse legítimo como fundamento para o tratamento de dados pessoais no n.º 5 do artigo 3.º da Proposta do GMLDD.”. A ERSE concordou e acolheu a sugestão no normativo dedicado à proteção de dados.

Relativamente ao consentimento, foi solicitado que a ERSE definisse o tipo e o modo como deveria ser prestado. Neste particular, importa esclarecer que o consentimento referido no Guia é o que se encontra definido no n.º 11 do artigo 4.º do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (doravante RGPD) e nas condições elencadas no artigo 7.º do mesmo diploma, para onde se remete logo no n.º 1 do artigo 3.º da proposta submetida a consulta pública.

A empresa que atua sob a marca SELECTRA afirmou que, quer o CPE quer o CUI não são dados sensíveis, mas são de acesso “altamente condicionado”. Importa esclarecer que se tratam de dados pessoais, nos termos do n.º 1 do artigo 3.º do RGPD e que, por essa razão, merecem a mesma disciplina de outros dados pessoais, como sejam o nome, o NIF, o número de telemóvel, a morada, para nomear alguns.

Na exposição da empresa SU Eletricidade, à semelhança da promovida pela EDP, refere-se que a proposta de alteração do Guia “não cuida de identificar quais os tratamentos de dados pessoais que estão subjacentes”. No entanto, a ERSE assente que as operações de tratamento de dados pessoais realizados já se devem encontrar identificadas e registadas por cada responsável pelo seu tratamento, por via do cumprimento da obrigação estabelecida no artigo 30.º do RGPD. Acresce que os prazos de conservação variam segundo a finalidade com que os dados pessoais são tratados e que, por imposição da legislação europeia e nacional, esses dados são conservados por consideráveis períodos de tempo.

Por fim, a ERSE destaca que os fundamentos de licitude, entre os quais o consentimento e o relativo à execução de um contrato, bem como o dever de informação e de acesso a que correspondem os direitos de informação e de acesso aos dados, os prazos de conservação, entre outros, têm como base as diretrizes emanadas da autoridade de controlo, a Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPD), através da publicitação da DIRETRIZ/2019/2 «Sobre os tratamentos de dados pessoais no contexto das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica».

2.3.3 MEDIÇÃO

2.3.3.1 PONTOS DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Relativamente aos pontos de medição de energia elétrica, nos termos do art.º 7.º da proposta de articulado submetida a consulta, 1) reuniu-se o elenco até agora disperso por diversos regulamentos (RRC, Guia, RAC, RME), 2) agruparam-se os pontos de ligação de instalações de consumo, produção ou armazenamento na designação “pontos de ligação das instalações dos utilizadores da rede”, 3) estabeleceram-se como pontos de medição obrigatória os pontos de autotransformação e de transformação internos à rede de serviço público, os pontos de ligação da rede de serviço público (ou da RDF) à rede de mobilidade elétrica, 4) previu-se a medição individualizada do armazenamento colocalizado em instalações de produção e 5) inscreveu-se a possibilidade de se constituírem como pontos de medição os pontos internos às instalações dos utilizadores da rede.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Este tema mereceu comentários da REN, da CEVE, da Elergone, da EDP e da E-REDES.

Em relação à al. c) do n.º 1 do art.º 7.º, a REN referiu subentender que se trata dos pontos de medição na fronteira entre a RNT e a RND. O mesmo operador propôs que se acrescente a medição do reequipamento no elenco de pontos de medição obrigatória.

A CEVE mencionou que o documento não esclarece o que são pontos de autotransformação ou de transformação internos à rede de serviço público.

A Elergone entende importante que o Guia preveja a possibilidade de recurso a concentradores para agregação de contagens parciais, em particular no caso de instalações em autoconsumo.

A EDP solicitou densificação adicional relativa ao ponto de medição estabelecido na al. b) do n.º 2 do art.º 7.º (ponto de ligação da UPAC à IC, desde que, nos termos da legislação aplicável, a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW, para efeitos de medição da injeção da UPAC na IC), sugerindo que sejam clarificados os casos em que existe mais do que um ponto de ligação da UPAC à IC. Adicionalmente, a EDP entende que o art.º 7.º deve clarificar as condições em que os equipamentos de armazenamento integrados em IC devem ser equipados com contadores individuais e endereçar os casos de UPAC com armazenamento e inversores híbridos, em que a produção fotovoltaica e o fluxo do armazenamento (bidirecional) partilham o ponto de ligação à IC.

A E-REDES entende que, apesar das dificuldades inerentes ao estabelecimento de pontos de medição dedicados para o reequipamento, deve ser previsto um ponto de contagem também nesta situação, à semelhança do sobreequipamento, sempre que tecnicamente possível. Em relação ao n.º 3 do art.º 7.º, a E-REDES sugeriu que se clarifique que os pontos em causa correspondem às instalações de especial complexidade (uma vez que, por opção da ERSE, os pontos de medição internos a considerar para efeitos de prestação de serviços à rede não se encontram abrangidos pelo Guia).

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação aos comentários da REN e da CEVE acerca dos pontos de autotransformação e de transformação internos à rede de serviço público, cabe referir, em primeiro lugar, que estão em causa todos os equipamentos de transformação que integram as várias concessões, incluído MAT/MAT, MAT/AT, AT/MT, MT/MT e MT/BT. Em particular, a designação “autotransformação” visava, precisamente, acomodar os transformadores MAT/MAT, replicando a terminologia específica que a REN utiliza (e.g., para efeitos de caracterização da RNT). Face a estes comentários, e por se entender que esta terminologia não é absolutamente necessária, a redação dos artigos 7.º e 36.º foi alterada de “Pontos de autotransformação ou de transformação internos à rede de serviço público” para, simplesmente, “Pontos de transformação internos à rede de serviço público”.

Sobre o comentário da REN e da E-REDES relativo à medição do reequipamento, com o qual a ERSE concorda, foi acrescentada essa obrigação (sublínea i), da al. h) do n.º 1 do art.º 7.º), que decorre nomeadamente, da participação da energia do reequipamento nos mercados de serviços de sistema.

Sobre o comentário da Elergone, dá-se nota de que o articulado, como proposto, já prevê o recurso a equipamentos concentradores de dados. Adicionalmente, o próprio RRC (art.º 184.º, n.º 5), no âmbito de instalações com pontos de medição internos, estabelece a possibilidade de recurso a contagens parciais, para efeitos de posterior agregação, local ou através de sistemas centrais. Esta redação foi também incluída no art.º 7.º do Guia.

No respeitante ao primeiro comentário da EDP, introduziu-se ligeira alteração na redação da al. b) do n.º 2 do art.º 7.º, de modo a prever a possibilidade de múltiplos pontos de ligação da UPAC à IC. Por outro lado, acerca das condições de contagem individualizada de armazenamento integrado em IC, cumpre esclarecer que, salvo melhor opinião, essa obrigação não está prevista na lei, nem na regulamentação (ao contrário do que sucede no caso do armazenamento colocalizado em instalações de produção). Naturalmente, no quadro de prestação de serviços à rede ou para efeitos de consideração no carregamento de veículos elétricos, essa medição pode ser determinante, pelo que a sua não previsão no Guia nesta fase não significa que, futuramente, tal não venha a suceder. Sobre o último comentário da EDP, note-se que o Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê a medição da “energia elétrica total produzida por UPAC”. Para assegurar o cumprimento desta obrigação, o equipamento de medição não pode ser instalado em ponto que não permita essa segregação. A redação regulamentar, que se manteve, evita particularizações excessivas que, em todo o caso, podem sempre ser consideradas no plano interpretativo.

Por último, em relação ao comentário da E-REDES sobre o n.º 3 do art.º 7.º, foi introduzida clarificação no sentido proposto.

2.3.3.2 ACESSO AOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O art.º 9.º da proposta de articulado que se submeteu a consulta dispunha acerca do acesso aos equipamentos de medição, não introduzindo alterações no quadro regulamentar já existente.

Concretamente, estabeleceu-se 1) o direito de acesso (local e remoto) dos operadores de rede aos equipamentos de medição, 2) o direito de acesso dos utilizadores da rede aos equipamentos de medição das suas instalações e 3) a possibilidade de interrupção do fornecimento de energia elétrica em caso de impossibilidade de acesso ao equipamento de medição por facto imputável ao cliente.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN, a CEVE e a EDP apresentaram comentários à proposta.

A REN sugeriu acrescentar o gestor global do sistema ao elenco de entidades com direito de acesso aos equipamentos de medição, bem como introduzir no n.º 1 do art.º 9.º uma referência cruzada para o art.º 36.º (responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição) uma vez que, de acordo com a REN, nos casos particulares do operador da RNT e da RND, e para cumprimento das suas obrigações e atribuições, justifica-se o direito de acesso remoto às instalações ligadas às redes do outro operador, de acordo com as particularidades definidas no referido art.º 36.º.

A CEVE, por seu lado, sugeriu incluir no art.º 9.º a disposição que consta do art.º 21.º do Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de dezembro, que estabelece que o operador de rede pode interromper o fornecimento caso o consumidor não permita a entrada, entre as 10 e as 18 horas, no recinto ou local servido pela respetiva instalação de utilização, ao seu pessoal técnico ou ao da fiscalização do Governo devidamente identificado e acompanhado por um agente da autoridade.

Por fim, a EDP entende que o quadro legal em vigor não é claro quanto às condições de acessibilidade aos equipamentos de medição, em particular no caso da medição total das UPAC, sugerindo que o Guia densifique essas condições.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Os comentários da REN não motivaram alterações no articulado, uma vez que 1) não se entende necessária a introdução de referência ao art.º 36.º (Responsabilidade pela leitura dos equipamentos de medição) no art.º 9.º, que consagra o direito de acesso aos equipamentos de medição e 2) a atividade de gestão global do SEN é, nos termos do RRC (art.º 299.º), desempenhada pelo operador da RNT, cujo acesso aos equipamentos de medição se encontra já previsto.

O comentário apresentado pela CEVE motivou introdução de remissão para a norma e diploma relevantes.

Por último, em relação ao comentário da EDP, não resulta totalmente claro da sua leitura se o mesmo se refere a acesso local ou remoto. Em todo o caso, o quadro de regras aplicável a estes equipamentos de medição é idêntico ao dos restantes. Para o acesso remoto – o tipo de acesso a privilegiar em rede inteligente – o equipamento de medição deve ser integrado nos sistemas de telecontagem do respetivo operador de rede (nos termos do n.º 12 do art.º 95.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 é até condição necessária

para entrada em exploração da UPAC). Nos termos do Guia, a desligação da telecontagem pode determinar a interrupção de fornecimento. Do mesmo modo, o operador de rede tem direito de acesso local (ver comentário anterior da CEVE e respetiva resposta), sob pena de interrupção de fornecimento.

2.3.3.3 INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE ESPECIAL COMPLEXIDADE

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O art.º 11.º da proposta de articulado submetida a consulta dispunha acerca das designadas “instalações de especial complexidade”, concretizando o previsto no n.º 6 do art.º 184.º do RRC.

A proposta remetia para a adoção de um quadro de regras gerais (a desenvolver e publicar pelos operadores de rede no prazo máximo de três meses após entrada em vigor do Guia), para a medição e determinação das grandezas a considerar na faturação dos encargos de acesso à rede, objeto de particularização a cada instalação através de um acordo entre o operador de rede e o respetivo titular.

Adicionalmente, foi proposto um conjunto de princípios relacionados com os equipamentos de medição dos pontos de medição internos, abrangendo matérias como responsabilidades, localização, requisitos, acesso pelo operador e regras a adotar em caso de anomalia.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN, a EDA e a E-REDES apresentaram comentários à proposta da ERSE.

A REN fez referência à atividade de licenciamento, fora das competências dos operadores de rede e, atendendo à diversidade de casos particulares complexos, entende que o prazo de 3 meses (para publicação do quadro de regras gerais) é demasiado ambicioso, contrapondo a sua extensão para 12 meses.

A EDA, por não identificar instalações que se possam enquadrar neste âmbito, entende que o artigo não deve aplicar-se à Região Autónoma dos Açores.

Por seu lado, a E-REDES considerou positiva a proposta e, em particular, o facto de ser o operador de rede a definir as regras gerais e topologias e configurações possíveis, permitindo flexibilizar os esquemas de contagem em algumas instalações, garantindo a não proliferação de um número excessivo de topologias e

configurações que introduzem maior complexidade na sua gestão e maiores custos de sistemas de informação. As sugestões de alteração apresentadas por este operador foram as seguintes:

- Prever que o operador de rede possa atualizar o quadro de regras gerais, sempre que se revelar necessário, publicando na página da internet e informando simultaneamente a ERSE;
- Clarificar que a ligação das instalações de especial complexidade à rede é condicionada ao cumprimento estrito das regras gerais e particulares definidas para a instalação;
- No âmbito das regras a adotar em caso de anomalia que impeça a recolha dos dados de um ou mais equipamentos de medição internos da instalação, flexibilizar o princípio de não realização de estimativas para esses pontos de medição. A E-REDES entende que poderão existir casos em que seja necessário proceder à estimativa de pontos de medição internos, dando como exemplo as instalações que incluem armazenamento (para efeitos de aplicação da isenção de tarifas de acesso à rede). Em concreto, propôs que o princípio de não realização de estimativas se aplique “de modo geral”.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação aos comentários da REN, por um lado, reafirma-se o que já havia sido objeto do documento justificativo: a topologia das instalações elétricas enquadra-se no âmbito do projeto e do licenciamento, não podendo a ERSE definir alterações através de normas regulamentares próprias, ou seja, estas dimensões configuram um ponto de partida para a aplicação do quadro regulamentar. Por outro lado, e em linha com a recomendação do Conselho Consultivo (ver ponto 2.3.11), foi acolhida a sugestão da REN e, nessa medida, alargado o prazo para 12 meses.

O comentário da EDA foi igualmente acolhido, prevendo-se no art.º 11.º que a publicação de regras gerais pelos operadores das regiões autónomas dos Açores e da Madeira não é obrigatória, enquanto não existirem instalações de especial complexidade nestas regiões.

Sobre os comentários da E-REDES, previu-se no articulado a possibilidade de atualização das regras gerais pelos operadores sempre que considerado necessário e incluiu-se a DGEG como destinatária da informação, designadamente pelas suas competências ao nível do licenciamento das instalações elétricas. Por outro lado, não se introduziram alterações motivadas pela sugestão de condicionar a ligação à rede ao cumprimento das regras definidas para a instalação, uma vez que as condições técnicas de ligação à rede não integram o objeto do Guia, sendo responsabilidade da DGEG. Por último, no âmbito das estimativas

em pontos de medição internos de instalações de especial complexidade, cabe recordar que a proposta da ERSE procurou ir ao encontro da proposta da própria E-REDES. Não obstante, face ao comentário agora apresentado, a ERSE eliminou o princípio de não realização de estimativas, entendendo esta opção (face à proposta de redação da E-REDES) como preventiva de ambiguidade e/ou discricionariedade no tratamento de dados destas instalações.

2.3.3.4 CARACTERÍSTICAS DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O art.º 12.º do articulado submetido a consulta dispunha acerca das características gerais dos equipamentos de medição. Por sua vez, os artigos 13.º a 16.º, particularizavam essas características, respetivamente, aos pontos de medição de instalações de clientes finais em MAT, AT ou MT, aos pontos de medição de instalações de clientes finais em BT, aos pontos de medição de instalações de produção ou de armazenamento e, por último, a outros pontos de medição (fronteira entre redes, ligação de instalações a RDF, pontos de medição internos).

Ainda no âmbito das características dos equipamentos de medição, merece referência o art.º 19.º da proposta, que estabelecia o procedimento de verificação e acerto do relógio desses equipamentos.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta relativa às características dos equipamentos de medição foi objeto de comentário por parte da REN, da EEM, da CEVE, da EDA, da EDP e da E-REDES.

A REN, no âmbito dos pontos de medição de instalações de clientes finais em MAT, AT ou MT, sugeriu que a epígrafe mencione utilizadores da rede, em vez de clientes finais. Adicionalmente, entende que devem ser estabelecidas as classes de exatidão para a medição de energia ativa e reativa.

O mesmo operador, em relação aos pontos de ligação das redes fora do território nacional à rede de serviço público e aos pontos de transformação internos à rede de serviço público, entende que características dos respetivos equipamentos de medição devem ser semelhantes às estabelecidas para as instalações dos utilizadores da rede, para o mesmo nível de tensão e para a mesma potência.

A EEM solicitou clarificação em relação ao disposto no n.º 2 do art.º 12.º, que estabelece que o visor dos equipamentos de medição deve permitir a visualização da informação, bem contrastada e claramente visível, independentemente das condições locais de luminosidade. Segundo a EEM, na maioria dos equipamentos instalados, a função de retroiluminação não é considerada, não sendo claro se o requisito definido obriga ou não à existência da função de retroiluminação.

A CEVE referiu que, no art.º 15.º, deve determinar-se que os equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de instalações de produção ou de armazenamento devem ser passíveis de ser integrados nos sistemas de redes inteligentes dos operadores de rede.

Sobre os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes a instalar na BTE, a EDA sugeriu que, atento o estado inicial de desenvolvimento das redes inteligentes na Região Autónoma dos Açores, o prazo para envio à ERSE seja alargado de 12 para 24 meses. Neste mesmo âmbito, a EDA entende que importa clarificar as funcionalidades exigíveis (e.g., os contadores na BTE não possibilitam ações remotas de ligação e desligação).

A EDP sugeriu que os requisitos técnicos e funcionais dos equipamentos de medição em instalações elétricas de especial complexidade possam ser diferenciados por nível de tensão. Mais referiu, no âmbito do procedimento de verificação e acerto do relógio do equipamento de medição, como proposto no art.º 19.º, que a sincronização horária dos equipamentos de medição integrados nas redes inteligentes deve ser realizada com a maior frequência possível, sendo obrigatória, designadamente, no decorrer de qualquer comunicação remota com o equipamento de medição. E entende que desvios horários do relógio superiores a 10 minutos em relação à hora legal constituem um intervalo excessivamente longo para serem considerados como uma anomalia de medição e para que sejam implementadas as medidas corretivas apropriadas.

Por fim, a E-REDES apresentou um conjunto alargado de comentários relativamente a esta matéria.

Por um lado, deu nota de que a proposta de revisão da Diretiva 2014/32/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014 (Diretiva MID), já prevê que o visor possa não fazer parte integrante do equipamento de medição, admitindo outras opções tecnológicas alternativas. A E-REDES concorda com este princípio, considerando que não deveria ser obrigatória a existência de visor no equipamento de medição quando existam condições de disponibilização dos dados de forma remota. E propôs que o n.º 2 do art.º 12.º só se aplique nos casos em que o visor exista.

Em relação ao n.º 3 do art.º 12.º (parametrização de registo bidirecional), a E-REDES indicou que, de acordo com o atual enquadramento, uma instalação só poderá injetar na rede se tiver associada uma potência de ligação, sugerindo que se incluía essa limitação na redação.

Ainda relativamente ao art.º 12.º, a E-REDES mencionou que pode ser importante complementar os requisitos associados às características dos equipamentos de medição, sugerindo a previsão de recurso a documentos complementares para esse efeito.

Acerca do art.º 13.º (pontos de medição de instalações de clientes finais em MAT, AT ou MT), a E-REDES sugeriu que 1) na al. h) do n.º 1 se mantenha o disposto na versão anterior do Guia (seis períodos de faturação e 70 dias de diagramas de cargas com um período de integração de 15 minutos para 6 grandezas medidas) e 2) no n.º 2 se adote uma redação mais abrangente (e.g., "porta de comunicação ou solução tecnológica equivalente").

Por último, no respeitante ao art.º 16.º (outros pontos de medição), e em concreto sobre as instalações de especial complexidade, a E-REDES referiu que poderão existir equipamentos de medição em níveis de tensão distintos e nem sempre serão da responsabilidade do operador de rede (e.g., instalações de produção com múltiplas fontes de geração distintas e mais do que um regime de remuneração). Nestes casos, segundo o operador, importa garantir não só o cumprimento do disposto na legislação e na regulamentação, mas também que as características de todos os equipamentos de medição são adequadas, tendo em conta a instalação como um todo (nomeadamente potência e nível de tensão), independentemente de estarem instalados em níveis de tensão distintos da tensão de ligação e a medir partes da instalação de menor potência.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

No âmbito dos comentários oferecidos pela REN, dá-se nota de que não se acolheu a sugestão de alteração da epígrafe do art.º 13.º (de clientes finais para utilizadores das redes). Com efeito, por cliente deve entender-se, nos termos do RRC, a pessoa que compra eletricidade para consumo próprio. Por sua vez, e como definido no próprio Guia, utilizador da rede é uma pessoa que abastece a rede ou é por ela abastecida. Neste sentido, e como indicado no documento justificativo, o conceito de utilizador da rede abrange todas as instalações ligadas à rede (consumo, produção e armazenamento). O Guia estabelece, em artigos distintos, as características dos equipamentos de medição de pontos de medição de instalações de consumo, por um lado, e de instalações de produção ou armazenamento, por outro.

Sobre o comentário da REN relativo aos requisitos metrológicos (classes de exatidão), remete-se para o ponto 2.2.4 do presente relatório.

No respeitante à sugestão da REN de estabelecer que as características dos equipamentos de medição dos pontos de ligação internacionais e dos pontos de transformação da rede pública devam ser equivalentes às dos equipamentos de medição dos pontos de medição das instalações dos utilizadores de rede, em vez de por acordo entre os operadores de rede envolvidos, a ERSE optou por, mantendo referência a esse acordo, prever que o quadro mínimo de características seja o aplicável aos pontos de medição de clientes finais para o mesmo nível de tensão.

Em relação ao comentário da EEM, sobre a função de retroiluminação, refere-se o seguinte: 1) a proposta replicou a regra já estabelecida no Guia anterior, 2) o visor do equipamento de medição exibe um conjunto de informações (e.g., registos de consumo, estado do interruptor, quadrante de reativa, relógio), sendo necessário assegurar que essa informação é visualizável, mesmo em condições de fraca luminosidade (e.g., garagens, caves, zonas exteriores mal iluminadas), sob pena de não cumprir a sua função, 3) as principais soluções técnicas para assegurar essa visualização em tais condições são o recurso a visores de alto contraste (que, ainda assim, dependem da existência de alguma luz externa) ou, como refere a EEM, retroiluminados. Entende-se que as condições de correta visibilidade da informação, em muitos casos, são asseguráveis sem recurso a retroiluminação.

A ERSE concorda com a necessidade de assegurar que os equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de instalações de produção ou de armazenamento devem ser passíveis de ser integrados nos sistemas de redes inteligentes dos operadores de rede. É, aliás, condição obrigatória para a recolha diária de leitura. Com esse objetivo, o n.º 4 do art.º 12.º da proposta já previa que os operadores das redes devem divulgar os requisitos aplicáveis aos equipamentos de medição dos diversos pontos de medição, incluindo requisitos de interoperabilidade e de comunicações, entendendo-se assim salvaguardada a preocupação da CEVE.

Relativamente aos comentários da EDA, cumpre referir o seguinte: por um lado, e em linha com a recomendação do Conselho Consultivo (ver ponto 2.3.11), foi acolhida a sugestão de alargamento do prazo para envio dos requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes já instalados ou a instalar na BTE, de 12 para 24 meses; por outro lado, no plano das funcionalidades dos contadores a instalar na BTE, reitera-se que, nos termos do n.º 3 do art.º 119.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a sua aprovação é da competência do Governo (no caso da BTN, releva a Portaria n.º 231/2013 e, no da BTE, esse desenvolvimento não teve ainda lugar). Não obstante, e porque o comentário tem também reflexo

potencial ao nível dos serviços, importa mencionar que o recorte de serviços aplicáveis a instalações em BTE está já concretizado na regulamentação, concretamente no RSRI (art.º 22.º) e no RQS (artigos 71.º, 91.º e 96.º).

Em relação aos comentários da EDP, e começando pelo relativo às situações em que a sincronização dos relógios dos contadores deve ser feita, cumpre referir que o espírito que norteou a redação do n.º 1 do art.º 19.º vai ao encontro do entendimento da EDP. Não obstante, e face ao comentário recebido, procedeu-se a ligeira alteração da norma tendo em vista essa clarificação. Sobre a magnitude do desvio horário que deve determinar a classificação como anomalia, tomando-se boa nota do comentário, não se introduzem alterações no limiar de 10 minutos. Este limiar foi estabelecido na revisão do Guia que ocorreu em 2015, com base no seguinte racional: “Em relação ao valor máximo do desvio, a Norma que estabelece a precisão dos relógios dos contadores multi-tarifa prevê um desvio máximo diário de $\pm 0,5$ segundos por dia à temperatura de referência de 23 ° C, acumulável com um desvio máximo diário de $\pm 0,15$ segundos por cada ° C de diferença face à temperatura de referência. De acordo com os cálculos realizados pela EDP Distribuição, em termos médios, para o território de Portugal continental, o referido anteriormente traduz-se num desvio anual permitido de cerca de 9 minutos, com um valor mínimo de 8 minutos e um valor máximo de cerca de 14 minutos. Em face destes resultados, a ERSE propõe que o Guia de Medição fixe em 10 minutos o valor máximo do desvio dos relógios dos contadores multi-tarifa”. No entender da ERSE, este racional vê-se inclusivamente reforçado em situação de rede inteligente, uma vez que a sincronização horária tem lugar, pelo menos, diariamente. Deste modo, as situações de anomalia por desacerto dos relógios terão, necessariamente, expressão (n.º de casos) e impacte (incorreta alocação da energia aos períodos de tempo devidos) muito reduzidos. Faz-se notar que a classificação como anomalia tem associado um procedimento de correção de valores que se reflete nos sistemas dos operadores e, em regra, na faturação, pelo que a calibração desse limiar não é questão de somenos. Por fim, foi considerada na redação do art.º 16.º a sugestão (da EDP e da E-REDES) de prever diferenciação por nível de tensão dos requisitos técnicos e funcionais dos equipamentos de medição em instalações elétricas de especial complexidade.

Por último, os comentários da E-REDES mereceram as apreciações de seguida apresentadas. Sobre o carácter facultativo do visor do equipamento de medição, e sem prejuízo dos desenvolvimentos legais que possam vir a ocorrer no futuro, o Decreto-Lei n.º 45/2017, de 27 de abril, determina que “Independentemente de poderem ou não ser lidos à distância, os instrumentos de medição destinados à medição de fornecimentos de serviços públicos devem estar equipados com um mostrador metrologicamente controlado que seja acessível ao consumidor sem a utilização de ferramentas”. Nesta

medida, não pode o Guia dispor em sentido distinto. Por seu lado, sobre a sugestão de complementar o n.º 3 do art.º 12.º com referência à potência de ligação, entende-se que a redação proposta pela ERSE na consulta não contende com o enquadramento mencionado pelo operador, não tendo sido introduzidas alterações. Em relação à previsão, no art.º 12.º, da possibilidade de os operadores estabelecerem características dos equipamentos de medição com recurso a documentos complementares, foi introduzida norma nesse sentido. Com efeito, o Guia anterior também previa essa possibilidade (nos termos da Secção III do Capítulo II). Por fim, as sugestões de redação apresentadas para o art.º 13.º (referência ao período de integração e ao número de grandezas medidas, por um lado, e a solução tecnológica equivalente à porta de comunicação, por outro lado) foram introduzidas, por se concordar com a fundamentação aduzida.

2.3.3.5 PARAMETRIZAÇÃO DO TRATAMENTO TARIFÁRIO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No ponto 4.3.4 do documento justificativo da proposta foi abordado o tema da parametrização do tratamento tarifário, sendo que a principal alteração se referia ao facto das funcionalidades de programação associadas ao tratamento tarifário, para os segmentos MAT, AT, MT e BTE, poderem ser implementadas exclusivamente ao nível dos sistemas centrais.

As regras sobre as alterações à parametrização tarifária, bem como a obrigação de disponibilizar, de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, aos utilizadores da rede, através da plataforma online dos respetivos operadores, os valores das grandezas utilizadas para faturação, foram mantidas.

No que respeita à obrigação de exibição de informação no totalizador no visor do equipamento de medição, distinguem-se as seguintes situações:

- Para instalações MAT, AT, MT e BTE estava previsto a exibição dos registos totalizadores de energia, para consulta, no equipamento de medição;
- Para instalações BTN estava previsto a exibição dos registos totalizadores de consumo, por período horário e ciclo tarifário.

Todavia, porque as regras não podem ignorar a realidade, verificam-se situações nas instalações em BTN que tornam a obrigação de exibição no contador impossível de cumprir nalguns pontos de entrega, como são exemplo, a determinação de consumo e injeção em saldos de 15 minutos, a partilha em autoconsumo coletivo ou a mobilidade elétrica. Visando assegurar um quadro regulamentar adaptado à realidade, a

proposta de Guia estabelecia no n.º 5 do art.º 17.º a possibilidade de, nas instalações em BTN que tenham situações de medição mais complexas, derivadas da existência de autoconsumo, mobilidade elétrica ou outras, os contadores possam não deter a totalidade da informação para conferir a fatura, dado que, para o efeito, serão necessários dados adicionais (e.g., saldos de consumo e injeção ou consideração da partilha).

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A respeito da parametrização do tratamento tarifário foram recebidos comentários da Acciona, da CEVE, da E-REDES, da EDP e da SU Eletricidade.

A CEVE referiu a este respeito que o art.º 17.º deveria prever que os equipamentos de medição em instalações BTN deveriam estar parametrizados por defeito com a opção tarifária tri-horária de ciclo diário, dado que essa parametrização evita erros e traz a vantagem de o cliente poder ter acesso a dados que, de uma forma simples, possa comparar a melhor opção tarifária a contratar. Referiu ainda que o n.º 2 do art.º 17.º deveria ser aplicado aos contadores de IP, uma vez que os equipamentos de medição utilizados para este tipo de instalações são os utilizados nas instalações em MAT, AT, MT ou BTE. Sugeriu ainda que o n.º 5 do art.º 17.º seja mais explícito na identificação das situações em que é aplicável, mencionando a introdução de elementos identificados no documento justificativo, na redação do articulado.

A Acciona coincidiu com o comentário da CEVE relativamente à redação do n.º 5 do art.º 17.º, sugerindo a sua revisão para identificar de forma concreta as situações em que a informação com o totalizador dos consumos não é possível de apresentar no equipamento de medição.

A EDP sugeriu a alteração da redação do art.º 51.º do RRC, visando permitir a alteração das opções tarifárias, mediante a solicitação do cliente.

A E-REDES sugeriu alterações na redação do art.º 17.º, visando explicitar, no n.º 4 (aplicável a instalações em MAT, AT, MT e BTE), que os registos totalizadores se referem à energia ativa e reativa e, no n.º 5 (aplicável a instalações BTN), que os registos totalizadores de energia ativa, especifiquem a informação por período horário.

Ainda sobre a parametrização do tratamento tarifário, a EDP e a SU Eletricidade referem como positiva a possibilidade dada ao cliente ou seu representante em poder realizar uma alteração, sempre que o requeiram, tal como disposto no n.º 8 do artigo 17.º. Neste sentido, as empresas entendem que, diante da

próxima revisão regulamentar, é necessário ajustar as disposições do artigo 51.º do RRC, sugerindo-se a eliminação da limitação anual para a alteração da opção tarifária.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

No que respeita à sugestão da CEVE relativamente à parametrização padrão, é de notar que a parametrização é uma responsabilidade do operador de rede, o qual deve assegurar que a mesma está de acordo ou é compatível com as condições contratuais escolhidas pelo cliente.

Sobre a equiparação do tratamento tarifário dos contadores de IP com os contadores em MAT, AT, MT e BTE, importa referir que a maioria dos contadores de IP assegura fornecimentos em BTN, pelo que, salvo melhor opinião, as características destes contadores não se assemelham às dos restantes níveis de tensão. De notar ainda que as tarifas de acesso às redes aplicáveis à IP são tarifas em BTN. Adicionalmente, pelo facto de a IP poder, mediante decisão do concedente, integrar ou não os bens da concessão, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, não se afigura oportuno efetuar alterações sobre esta matéria, pelo que não é acolhida a sugestão sobre este tema.

No que respeita à sugestão da CEVE e da Acciona relativa à redação do n.º 5 do art.º 17.º, importa ter presente que a redação legislativa deverá ser abrangente, imparcial e suficientemente abstrata para se aplicar no tempo e em função de condições técnicas que se desenvolvem no tempo. Em todo o caso, foi reformulada a redação, tendo-se autonomizado num número distinto as situações que podem justificar a não apresentação dos totalizadores de energia ativa. Neste contexto, foi inserido um novo número no artigo 25.º (corresponde ao artigo 17.º da proposta do Guia de Medição).

As alterações de redação sugeridas pela E-Redes, nos números 4 e 5 do artigo 25.º (corresponde ao artigo 17.º da numeração da proposta) foram acolhidas e o articulado alterado em conformidade.

No que respeita à eliminação da restrição temporal associada à mudança de opção tarifária, prevista no artigo 51.º do RRC, deverá ser tomada nota que as regras da parametrização do tratamento tarifário não obstam à aplicação das regras previstas no RRC, relativas à opção tarifária. Ou seja, opção tarifária é sempre uma escolha do cliente, sem prejuízo das condições e o do seu prazo de aplicação.

Em todo o caso, a ERSE nota que, face a diversas solicitações no sentido de eliminar a restrição temporal na mudança de opção tarifária, no âmbito da [Consulta Pública n.º 134](#), relativa à revisão do Regulamento

Tarifário, propôs a sua eliminação, mantendo-se, contudo, a obrigação da aplicação o ciclo de contagem escolhido, pelo período de 12 meses.

2.3.3.6 MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O ponto 4.3.6 do documento justificativo da proposta enquadrou o tema da medição a tensão diferente da tensão de fornecimento, em pontos MT/BT.

A principal novidade inscrita foi a consideração dos valores das perdas no cobre como decorrentes dos boletins de ensaios dos transformadores de potência disponibilizados aos operadores. Para este efeito, e com base em proposta da E-REDES, estabeleceu-se a expressão a adotar para o cálculo da potência média de perdas no cobre.

Por outro lado, determinou-se que a aplicação das perdas de transformação aos valores de energia medidos deve realizar-se com precedência face ao restante tratamento dos dados (e.g., apuramento do saldo quarto-horário).

A proposta concretizou-se nos artigos 25.º a 28.º do articulado submetido a consulta.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre a medição a tensão diferente da tensão de fornecimento foram recebidos comentários por parte da E-REDES e de três operadores de rede exclusivamente em BT (A CELER, A LORD e S. Simão de Novais).

Assim, a E-REDES considerou necessário esclarecer a forma de cálculo da «Potência aparente quarto-horária medida pelo equipamento de medição» a utilizar no apuramento da potência média de perdas no cobre. Para este efeito, e concretamente, solicitou clarificação em relação à determinação da componente reativa, atendendo a que são recolhidos valores indutivos e capacitivos.

Adicionalmente, a E-REDES manifestou concordância relativamente à consideração das perdas logo na primeira fase do tratamento de dados, informando, contudo, que tal não corresponde à prática atual, sendo necessários desenvolvimentos significativos em sistemas e propondo um prazo máximo de 12 meses para a implementação dessa alteração.

Por seu lado, A CELER, A LORD e S. Simão de Novais propuseram, justificadamente, 1) a alteração das expressões utilizadas para o cálculo da potência ativa e da energia ativa, como estabelecidas no art.º 28.º da proposta de articulado submetida a consulta, no respeitante à componente das perdas no ferro e 2) a adoção do valor de 4% para a relação entre a energia reativa indutiva do transformador de potência e a energia ativa por este fornecida, em vez do atual valor de 10%.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

As principais perdas nos transformadores de potência são 1) as perdas no ferro, também designadas por perdas no núcleo ou em vazio, devidas à histerese (resultam da dissipação de energia necessária para orientar os domínios magnéticos do material do núcleo na direção do campo) e às correntes de Foucault (devidas ao efeito de Joule resultantes das correntes induzidas no ferro) e 2) as perdas no cobre, também designadas por perdas por efeito de Joule ou em carga, devidas à corrente elétrica nos enrolamentos do transformador ⁶.

As perdas no ferro são determinadas através de um ensaio em vazio, aplicando a tensão nominal no primário e medindo a corrente necessária para magnetizar o núcleo do transformador. Em regime de tensão e frequência nominais as perdas no ferro são praticamente constantes, não variando com a carga alimentada pelo transformador. Por esta razão, o comentário dos três operadores de rede em BT justifica-se, uma vez que as expressões que constam do Guia (desde a primeira publicação, em 2007) para cálculo da potência ativa e da energia ativa no enrolamento primário, afetam a potência de perdas no ferro da potência de perdas no cobre (que, como se referiu, varia com a corrente elétrica nos enrolamentos do transformador). Em conformidade, as expressões foram alteradas de modo a eliminar essa afetação que, em todo o caso, considerada a magnitude das perdas no cobre, tinha pouca materialidade ⁷.

Em relação às perdas no cobre, estas são determinadas através de um ensaio de curto-circuito, aplicando uma tensão reduzida (designada por tensão de curto-circuito), e fazendo circular a corrente nominal em ambos os enrolamentos. As perdas no cobre dependem diretamente (do quadrado) da corrente e da resistência dos enrolamentos ⁸. Como a corrente é proporcional à potência aparente, as perdas no cobre

⁶ «Redes de energia elétrica – uma análise sistémica», José Pedro Sucena Paiva, IST Press, abril de 2005, pág. 107 e seguintes

⁷ As expressões agora adotadas alinham-se com as estabelecidas nos pontos 4.4.2 (potência ativa) e 4.4.3 (energia ativa) do documento “*Documentation Technique de Référence - Comptage*” da autoria do principal operador de rede francês, Enedis, disponível em <https://www.enedis.fr/media/4248/download>

⁸ Como a resistência dos condutores aumenta com a temperatura, as perdas no cobre também aumentam com a temperatura.

variam com o quadrado da potência aparente (daí a expressão introduzida no n.º 4 do art.º 25.º da proposta de articulado). Por sua vez, a potência aparente é dada pela raiz quadrada da soma dos quadrados das potências ativa e reativa. Como 1) os equipamentos de medição instalados registam as componentes indutiva e capacitiva, 2) ambas as componentes induzem circulação de corrente nos enrolamentos dos transformadores e 3) essa corrente provoca perdas no cobre, então, para efeitos de cálculo das perdas no cobre, as potências devem corresponder à soma dos módulos de cada sentido (i.e., cálculo não vetorial). De forma sucinta, a corrente, independentemente do seu sentido, provoca perdas nos enrolamentos dos transformadores⁹ e a não consideração dos módulos de cada sentido representaria uma subestimativa das perdas. Esta clarificação foi introduzida no articulado, como solicitado pela E-REDES.

Para referir a energia reativa ao primário do transformador o Guia, por razões de simplificação, adota uma relação fixa entre a energia reativa consumida (indutiva) pelo transformador e a energia ativa transitada no período. Essa relação é de 10% e encontra-se estabelecida desde a primeira publicação do Guia, que teve lugar em 2007. A energia reativa indutiva de um transformador de potência é consequência da indutância de magnetização. Além disso, com o transformador em carga, o respetivo fator de potência é condicionado pela indutância de dispersão, que introduz desfasagem entre a tensão e a corrente.

Sem prejuízo da discussão que se faz de seguida, é importante recordar que, nos termos do art.º 45.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico, 1) a energia reativa é objeto de faturação nas entregas dos operadores de rede a clientes em MT e 2) os pontos de entrega do operador da RND aos operadores de rede de distribuição em BT não são objeto de faturação de energia reativa.

Os cálculos realizados pelos três operadores de rede exclusivamente em BT¹⁰, a partir de medições num transformador de potência, ao longo de uma semana, permitiram obter uma relação de 4% entre a energia reativa consumida (indutiva) pelo transformador e a energia ativa transitada. Efetivamente, e como consequência da evolução verificada em termos construtivos nas últimas décadas, em particular ao nível do núcleo¹¹, diversos estudos e fabricantes indicam uma relação entre a energia reativa consumida por um transformador de potência e a energia ativa entregue da ordem de 0,5 a 2%. Ponderados os

⁹ Por exemplo, para efeitos de balanço energético esta abordagem já não seria válida.

¹⁰ As medições realizadas e os cálculos efetuados foram partilhados com a ERSE, tendo os operadores solicitado a sua não publicação.

¹¹ De acordo com o documento "Guide for Transformer Maintenance", Technical Brochure 445 da CIGRE, « (...) in about 50 years, core losses have reduced by a factor of 10» e «Magnetising current at rated voltage is only 0.1 - 0.3% of rated current».

comentários recebidos, a idade média dos transformadores MT/BT instalados em Portugal ¹², o valor inscrito no Guia e a evolução verificada nas últimas décadas, estabelece-se o valor de 5% para essa relação. Naturalmente, este valor pode vir a ser ajustado no futuro, designadamente em função de análises técnicas fundamentadas, e aplicadas ao parque existente de transformadores, realizadas por entidades independentes, por solicitação dos operadores de rede.

Finalmente, como solicitado pela E-REDES, por razões relacionadas com o desenvolvimento dos seus sistemas, estabelece-se um prazo máximo de 12 meses após a entrada em vigor do Guia para a aplicação das perdas de transformação *ab initio*, no âmbito dos processos de tratamento dos dados.

2.3.3.7 GRANDEZAS A MEDIR OU A DETERMINAR

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Relativamente às grandezas a medir ou a determinar, cabe destacar três propostas submetidas a consulta.

Por um lado, generalizou-se a aplicação do princípio de apuramento de saldos quarto-horários de energia a todos os pontos de medição estabelecidos no Guia ¹³.

Por outro lado, integrou-se no elenco de grandezas a medir ou a determinar nos pontos de medição o valor eficaz da tensão, designadamente para efeitos de prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade ¹⁴.

Por fim, estabeleceu-se a obrigação de parametrizar os equipamentos de medição, por defeito, para registo bidirecional ¹⁵.

De resto, no essencial, a proposta segue de perto o quadro de regras vigente como estabelecido, nomeadamente, no Guia e no RAC.

¹² De acordo com a informação reportada à ERSE pela E-REDES ao abrigo do RARI, no final de 2024, a idade média dos transformadores MT/BT era de 27 anos.

¹³ Nos termos do art.º 30.º, n.º 6, da proposta de articulado submetida a consulta.

¹⁴ Nos termos do art.º 30.º, n.º 4, al. a), subalínea iv), da proposta de articulado submetida a consulta.

¹⁵ Nos termos do art.º 12.º, n.º 3 da proposta de articulado submetida a consulta.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Relativamente à proposta de medição do valor eficaz da tensão, a E-REDES sinalizou a existência de constrangimentos ao nível de contadores não BTN e ao nível dos sistemas de informação de suporte à recolha e registo da informação (que não estão preparados para registar esta grandeza). Adicionalmente, identificou a necessidade de detalhar a granularidade da informação pretendida (e.g., valores médios quarto-horários, valores instantâneos periódicos). Por último, referiu considerar prematuro o estabelecimento deste requisito, sugerindo antes o recurso a projetos-piloto.

Ainda em relação às grandezas a medir ou a determinar, a E-REDES sugeriu que se clarifique, no n.º 4 do art.º 30.º do articulado, que a energia ativa e a reativa devem ser medidas ou determinadas bidirecionalmente, propondo as redações “energia ativa importada e exportada” e “energia reativa nos quatro quadrantes”. Ademais, a E-REDES considerou importante discriminar as grandezas em função do nível de fornecimento e de tensão.

Relativamente ao caso específico do autoconsumo, a CEVE, a EEM e a SU Eletricidade apresentaram algumas sugestões de alteração do articulado. Assim, a CEVE e a EEM, relativamente à al. d) do n.º 1 do art.º 31.º da proposta ¹⁶, propõem que se clarifique no articulado que o requisito de apuramento do diagrama de carga da produção total da UPAC integrada numa IC só deverá aplicar-se nos casos em que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW e, portanto, seja obrigatória a medição nesse ponto. Por sua vez, a SU Eletricidade, no âmbito dos artigos 31.º e 32.º da proposta ¹⁷, considerou importante salvaguardar que a energia injetada por cada instalação não ultrapasse o “valor licenciado”. Segundo a SU Eletricidade, a análise aos diagramas de carga disponibilizados pelos operadores de rede tem permitido identificar instalações que injetam acima da potência licenciada. Nesta medida, sugere que o Guia preveja que o operador de rede determine se a potência medida em cada quarto de hora é superior à potência licenciada e que, nas situações em que tal aconteça, notifique o produtor para a regularização da situação, reportando-a às entidades fiscalizadoras competentes.

No âmbito do art.º 34.º da proposta de articulado submetida a consulta ¹⁸, a E-REDES, a Elergone e a SU Eletricidade apresentaram algumas sugestões tendo em vista, principalmente, melhor detalhar o procedimento e o universo de instalações às quais o mesmo se aplica.

¹⁶ Estabelece que o operador de rede deve apurar o “diagrama de carga da produção total da UPAC integrada numa IC”.

¹⁷ Estabelecem as grandezas a medir ou a determinar para cada IC, IPr e IA participantes em autoconsumo.

¹⁸ Estabelece regras aplicáveis às instalações de produção sem contrato de fornecimento para os consumos próprios.

A E-REDES, a respeito da alínea b) do n.º 3 do artigo 33.º da proposta de articulado, que dispõe que, “*para instalações em BTN que alimentem pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, o escalão de potência contratada a considerar corresponde ao escalão igual ou imediatamente superior à máxima potência tomada do diagrama de carga de energia ativa do consumo do setor elétrico, determinado nos termos do número anterior, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o intervalo de tempo a que a fatura respeita*”, solicitou esclarecimento sobre o procedimento a adotar, caso a potência contratada determinada não seja compatível com a tarifa/ciclo horário contratados.”

Por sua vez, a CEVE, sugeriu que se acrescente no artigo 30.º um novo ponto que faça referência ao n.º 5 do artigo 17.º.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A medição do valor eficaz da tensão foi enquadrada no documento justificativo da consulta (ponto 4.3.7), tendo por base proposta da REN apresentada nos seguintes termos: “Valor médio de tensão em qualquer período ininterrupto de 15 minutos ou noutro período de integração que venha a ser definido (...)”. A concretização da proposta ao nível do articulado enquadrou a obrigação no âmbito da prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade.

O controlo de tensão em estado estacionário faz parte do elenco de serviços de sistema não associados à frequência, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Este serviço tem como objetivo manter os níveis de tensão dentro dos limites operacionais estabelecidos e, para efeitos de verificação do seu cumprimento, é essencial monitorizar o comportamento da tensão (ao longo do tempo), nos respetivos pontos de medição (neste caso, nos pontos de ligação das instalações dos utilizadores à rede). O recurso a valores instantâneos, sendo útil em regime transitório (e.g., medição de sobretensões), não parece adequado para avaliação do serviço de controlo de tensão. Para este efeito (condições de funcionamento normal), a tensão eficaz deve ser medida como um valor médio (e.g., a Norma NP EN 50160¹⁹ estabelece o intervalo de 10 minutos). Esta clarificação foi introduzida no articulado.

Ainda neste âmbito, e como sugerido pela E-REDES, prevê-se o desenvolvimento de um projeto-piloto, pelo operador da RND, relativo ao controlo de tensão. O projeto, a apresentar à ERSE no prazo máximo de nove meses após a entrada em vigor do Guia, deverá estabelecer as bases para este serviço, incluindo,

¹⁹ Relativa às características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica.

naturalmente, a avaliação do respetivo cumprimento. Recorde-se que, aquando da revisão regulamentar realizada em 2023, concretamente ao nível do Regulamento de Operação das Redes (ROR), a ERSE já tinha proposto a realização de um projeto-piloto abrangendo o controlo de tensão (art.º 79.º, n.º 11 da [proposta](#) de articulado). Na versão final do articulado esse projeto-piloto viria a abranger apenas o serviço de gestão de congestionamentos ²⁰, por razões que se prenderam com a discussão em torno do desempenho das atividades de operação da rede e de gestão técnica da rede. Faz-se notar que o controlo de tensão e a gestão de congestionamentos são os serviços concretamente identificados e endereçados na [proposta](#) de código de rede para a resposta da procura, submetida pela ACER à Comissão Europeia no passado dia 7 de março, cuja publicação deverá ocorrer no primeiro trimestre do próximo ano. Deste modo, e sem prejuízo da matéria vir a ser regulamentada no novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição, a instituição deste projeto no Guia permite ao operador da RND começar, desde já, o seu desenvolvimento.

A ERSE introduziu no articulado a sugestão proposta pela E-REDES relativamente à energia ativa e reativa, embora, salvo melhor entendimento, tal resultasse já da conjugação das características mínimas obrigatórias aplicáveis aos equipamentos de medição com a obrigação de parametrização dos equipamentos para registo bidirecional. Em relação à discriminação das grandezas por nível de fornecimento e de tensão, clarifica-se que a determinação da potência média em horas de ponta não se aplica na BTN (nos termos da atual estrutura tarifária). As restantes grandezas não foram objeto de alteração ²¹.

A ERSE concorda com a proposta da EEM e da CEVE (requisito de apuramento do diagrama de carga da produção total da UPAC integrada numa IC aplicável apenas nos casos em que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW), tendo clarificado o articulado nesse sentido.

Em relação à sugestão da SU Eletricidade, faz-se notar que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define «potência de ligação» como a potência máxima autorizada de injeção na rede fixada no procedimento de controlo prévio. Por sua vez, o mesmo diploma estabelece que os procedimentos de

²⁰ Neste âmbito, está em curso o projeto Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado ([FIRMe](#)) promovido pela E-REDES.

²¹ Note-se que, nos termos do n.º 1 do art.º 30.º da proposta de articulado submetida a consulta, as grandezas a medir ou a determinar não se resumem às necessárias para a faturação do acesso às redes. Incluem também, designadamente, as que resultam de obrigações regulamentares. A título de exemplo, o RSRI estabelece a obrigação dos ORD BT analisarem os trânsitos de energia reativa (art.º 16.º, n.º 4, al. a)) e de disponibilizarem aos clientes em BTN a comparação mensal entre as potências tomada e contratada (art.º 12.º, n.º 1, al. c)).

controlo prévio, da competência da DGEG, se aplicam às atividades de produção e de armazenamento. A potência de ligação é um parâmetro fundamental para as dimensões de estabilidade e de segurança das instalações e da própria rede ²². Neste contexto, entende-se muito relevante a informação disponibilizada pela SU Eletricidade. No essencial, a proposta da SU Eletricidade incide nas atividades de medição e de disponibilização de dados, pelo que se enquadra no objeto do Guia. Assim, introduziu-se um novo artigo, com epígrafe «Verificação do cumprimento da potência máxima autorizada de injeção na rede», com o objetivo de enquadrar a atuação do operador de rede nestas situações. Estas situações encontram paralelo regulamentar, do lado do consumo, no RRC (art.º 193.º, n.º 8).

A propósito dos comentários recebidos no âmbito das regras aplicáveis às instalações de produção sem contrato de fornecimento para os consumos próprios, recorda-se que o artigo em causa segue de muito perto o procedimento estabelecido no ponto 42 do Guia anterior. Por sua vez, esse procedimento foi introduzido em 2015, na sequência de proposta da EDP Distribuição (agora E-REDES), visando regulamentar as situações em que a energia consumida pelos serviços auxiliares de instalações de pequena produção (UPP) era superior à energia produzida ²³. Para efeitos de contextualização, o fundamento principal dessa proposta do operador de rede era o seguinte: “Produção < Consumo: Nos períodos de faturação em que esta situação se verificar o CUR não fatura esta energia (não tem contrato de fornecimento nem estão estabelecidos preços para faturar esta energia), sendo o saldo negativo considerado perdas da rede de distribuição”. O procedimento instituído no Guia visava, assim, 1) evitar que os consumos dos serviços auxiliares das UPP fossem contabilizados como perdas da rede de distribuição, 2) a determinação das quantidades a atribuir às carteiras de consumo e de PRE do CUR e 3) estabelecer regras aplicáveis às instalações cujos serviços auxiliares apresentassem consumo superior à produção durante um período de tempo significativo.

Como referido, na proposta submetida a consulta, não se pretenderam introduzir alterações neste quadro de regras. Contudo, considera-se que tal quadro se revela desnecessário na sequência da recente publicação do [Despacho n.º 12/DG/2025](#), de 10 de março, intitulado “Unidades de Microprodução e de Miniprodução: procedimentos aplicáveis à luz das disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual”. Com efeito, nos termos do art.º 5.º deste Despacho, a DGEG procederá ao

²² A ultrapassagem da potência de ligação pode, por exemplo, provocar sobrecargas, sobretensões ou oscilações de frequência.

²³ A al. d) do art.º 8.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção, entretanto revogado, estabelecia que o produtor devia “entregar a totalidade da energia ativa produzida na UPP, líquida do consumo dos serviços auxiliares”.

levantamento de todos os registos de unidades de microprodução e de miniprodução cuja instalação de consumo associada não evidencie a existência de um contrato de fornecimento por razões não fundamentadas em motivos devidamente comprovados de ordem técnica. O mesmo artigo prevê, no limite, a revogação do registo de produção. Face a este desenvolvimento, a ERSE eliminou o procedimento do articulado, tal como o indicador A9 (Instalações de produção sem contrato de fornecimento).

No que respeita ao comentário da E-REDES a respeito da al. b) do n.º 3 do artigo 33.º da proposta de articulado, relativo à potência contratada a considerar nas instalações em BTN que alimentem pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, a ERSE esclarece que a potência a faturar deve estar de acordo com o limite da potência contratada com o respetivo comercializador.

Esta clarificação da regra do Guia, com impacto na redação do art.º 33.º, n.º 3, al. b), visa resolver as dúvidas de interpretação com o previsto no RRC, que refere que a potência contratada em BTN é uma escolha do cliente. Para o efeito, o operador de rede deve parametrizar o limitador da potência, no sentido de evitar ultrapassar a potência contratada com o respetivo comercializador.

A alteração da redação explícita que não pode haver uma utilização da potência superior ao valor contratado com o comercializador. Por essa razão, não se mantêm as condições que exijam a compatibilização com a tarifa ou ciclos horários. Se, na utilização do carregamento para a mobilidade elétrica, a potência contratada se revelar insuficiente, a pedido do cliente, o operador de rede deve informar da necessidade do aumento de potência contratada e da necessidade de escolher opções tarifárias que sejam suportadas para efeitos da aplicação das tarifas de acesso às redes.

No que respeita à sugestão da CEVE, para incluir uma referência no art.º 30.º da proposta para o artigo 17.º da proposta, considera-se que a mesma não é necessária. O art.º 30.º da proposta refere-se aos dados a medir ou a determinar pelos operadores das redes, independentemente da informação apresentada no contador, pelo que se consideram matérias distintas.

2.3.4 LEITURA

2.3.4.1 RESPONSABILIDADE PELA LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O art.º 36.º do articulado submetido a consulta identificava as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição, em função de cada ponto de medição. Não se introduziram alterações em relação às regras já em vigor, salvo a previsão dessa responsabilidade no caso de instalações ligadas às RDF, por se tratar de matéria totalmente nova.

O mesmo artigo previa, mediante acordo entre os operadores de rede envolvidos, a possibilidade de acesso 1) pelo operador da RNT aos equipamentos de medição cuja responsabilidade de leitura é dos operadores das redes de distribuição, e 2) pelo operador da RND aos equipamentos de medição das instalações dos utilizadores das redes cuja responsabilidade de leitura é do operador da RNT.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN, a CEVE, a Elergone, a EDP, a E-REDES e a EVIO apresentaram comentários à proposta da ERSE.

A REN referiu que a centralização dos dados poderá constituir um risco acrescido para o sistema elétrico e para o cumprimento das responsabilidades dos operadores, perante eventos que possam comprometer a segurança, a integridade, a disponibilidade do serviço e o momento da disponibilidade da informação, propondo que, no caso dos operadores da RNT e da RND, o Guia preveja o direito de acesso, sem necessidade de acordo. Adicionalmente, propôs estender esse direito de acesso, no caso do operador da RNT, às instalações dos utilizadores da rede elegíveis para participação no mercado de serviços de sistema.

A CEVE, invocando questões de cibersegurança, partilhou dúvidas em relação à possibilidade de colocar em prática o disposto no art.º 36.º, nomeadamente nos equipamentos de medição dos pontos de medição de BTN que utilizam a rede elétrica para comunicar (PLC PRIME) e cuja porta de comunicação disponível é para utilização do utilizador da rede.

A Elergone, concordando com o acesso aos dados por parte do operador da RNT, mediante acordo com o operador da rede de distribuição respetivo, considerou importante assegurar que esse acesso não se

traduza num aumento de custos para os produtores, nem implique a imposição de requisitos adicionais desproporcionados ao nível das comunicações.

A EDP, estando de acordo com o acesso partilhado aos equipamentos de medição, entendeu que o mesmo deve ser justificado com base na necessidade efetiva dos dados para dar resposta às determinações regulamentares e sempre tendo por base que a sua operacionalização fica sujeita ao acordo entre os operadores, tal como proposto pela ERSE.

A E-REDES concordou com as alterações e a redação propostas pela ERSE, caracterizando as situações concretas em que um operador deve poder aceder aos dados ou equipamentos de medição de outro operador, mediante acordo a estabelecer entre ambos.

Por fim, a EVIO, no âmbito específico da mobilidade elétrica, considerou que se poderiam contemplar os OPC, a par com a EGME, no que respeita à leitura dos equipamentos de medição instalados nos pontos de carregamento em locais de acesso privativo e a consequente possibilidade de comunicação dos dados de medição ao operador de rede para efeitos de subtração dos consumos de mobilidade elétrica no CPE da instalação elétrica privada.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação ao primeiro comentário da REN, dá-se nota de não ter sido acolhido, desde logo face aos comentários dos demais participantes, que manifestaram concordância com a proposta assente em acordo entre operadores. Com efeito, importa que o quadro de responsabilidades, neste caso no âmbito da leitura, seja claro, o que remete para uma entidade com a obrigação de recolha de leitura por equipamento de medição, sem prejuízo de complemento no sentido que se propôs.

Sobre o segundo comentário deste operador, cumpre mencionar que a proposta já previa os pontos referidos, nos termos da subalínea ii) da al. a) do n.º 6 do art.º 36.º.

Relativamente ao comentário da CEVE, e admitindo que se refere à al. a) do n.º 6 do art.º 36.º, entende a ERSE que a situação identificada, como outras, justifica, por si só, a análise, caso a caso, por parte dos operadores de rede envolvidos, como estabelecido na proposta.

Em resposta ao comentário apresentado pela Elergone, cabe referir que, a possibilidade de acesso por mais de um operador a um mesmo equipamento de medição (que não constitui novidade face, e.g., ao disposto no ponto 16 do anterior Guia) não deve determinar a duplicação de comunicações e, menos ainda, a

imposição dos custos daí decorrentes aos respetivos utilizadores. Nesta medida, o que se estabelece é apenas uma possibilidade, condicionada por acordo, a avaliar, caso a caso, pelos operadores envolvidos.

Em último lugar, sobre o comentário da EVIO, e sem prejuízo do interesse da discussão em torno da proposta, em relação ao tema da mobilidade elétrica, e com a fundamentação aduzida no documento justificativo, a opção da ERSE é a de manter o atual quadro de regras e, assim, prever a EGME como entidade responsável pela recolha das leituras dos equipamentos dos pontos de carregamento de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica, como até agora. Em todo o caso, de forma geral, não se entende desejável que, para um mesmo ponto de medição, sejam várias as entidades a disponibilizar dados ao respetivo operador de rede, designadamente, como referido no comentário, para efeitos de subtração dos consumos de mobilidade elétrica no CPE da instalação.

2.3.4.2 TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÕES NAS REDES INTELIGENTES

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O art.º 39.º da proposta de articulado submetida a consulta estabelecia o envio à ERSE, pelos operadores de rede em BT, de uma análise de viabilidade técnica e económica do recurso a tecnologias de comunicações recentes, visando a melhoria do desempenho no acesso remoto às instalações.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Foram recebidos dois comentários relativamente a este tema.

A EDA, considerando o estágio inicial do processo de instalação de contadores inteligentes na Região Autónoma dos Açores, sugere que o prazo para envio da análise técnica seja alargado de 12 para 36 meses.

Por seu lado, a Câmara do Comércio e Indústria dos Açores defende que a EDA deve ser incentivada a participar nos testes de novas tecnologias de comunicação que outros operadores de rede estejam a realizar, de modo a utilizar essas novas tecnologias o mais cedo possível, evitando a adoção de tecnologias em “fim de vida”.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Atenta a recomendação genérica do Conselho Consultivo, no sentido de a ERSE, para efeitos de estabelecimento de prazos, considerar as preocupações ou propostas apresentadas pelos agentes, mas também a fundamentação aduzida pela EDA, consagrou-se no articulado um prazo maior, de 36 meses, aplicável exclusivamente aos operadores das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, para envio da análise de viabilidade técnica e económica estabelecida no art.º 39.º.

Relativamente ao comentário oferecido pela Câmara do Comércio e Indústria dos Açores, faz-se notar que, tanto quanto é do conhecimento da ERSE, os vários operadores de rede dialogam e colaboram entre si, frequentemente, num conjunto alargado de matérias e para os mais diversos fins. Por outro lado, o teste de novas tecnologias de comunicação para este propósito encontra-se ainda em fase de conceito, daí o estabelecimento de envio de análise técnico-económica num prazo relativamente alargado (que, nos termos do parágrafo anterior, será até mais alargado nas regiões autónomas). Finalmente, importa esclarecer que a tecnologia de comunicações que está a ser implementada na Região Autónoma dos Açores (PLC) corresponde à utilizada por todos os operadores de rede, assim se prevendo que continue a ser no futuro. O que, no entender da ERSE, deve gradualmente perspetivar-se é, em função da criticidade de cada instalação ligada à rede, o recurso a outras tecnologias de comunicação, de modo a assegurar a recolha de dados mais próxima do tempo real e aumentar as taxas de sucesso dessa recolha, face às que se verificam atualmente.

2.3.5 ANOMALIAS

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No âmbito das anomalias, a proposta apresentada pela ERSE, nos termos dos artigos 40.º a 43.º do articulado, mantinha, no essencial, o quadro de regras vigente, como estabelecido no RRC, no RAC, no RQS e no anterior Guia. Adicionalmente, foram introduzidas as propostas apresentadas pelos operadores de rede na fase de preparação da consulta, designadamente as relativas à tipificação, eliminação e correção dessas anomalias.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN, a CEVE, a Elergone, a SU Eletricidade e a E-REDES apresentaram comentários à proposta.

A REN referiu que o prazo limite para correção de valores, como estabelecido no n.º 2 do art.º 42.º, deve estar contido no prazo limite de disponibilização de dados e respetiva liquidação subsequente, ou seja, inferior a m+6. Sobre a correção de anomalias em dados definitivos, a REN entende que também deve poder solicitar à ERSE essa correção, mediante pedido fundamentado, aludindo às carteiras de agregação.

A CEVE mencionou que a tipificação de anomalias não prevê as situações em que um equipamento de medição fica destruído com perda total de dados (e.g., trovoadas).

A Elergone e a E-REDES identificaram, no n.º 3 do art.º 43.º, um erro na referência cruzada.

A SU Eletricidade entende que os procedimentos, como propostos, não se aplicam a carteiras de produção, sugerindo a sua definição.

Por fim, a E-REDES, para aumentar a eficiência dos processos de correção, propôs a fixação de valores mínimos, por período de faturação, abaixo dos quais não se realizariam correções.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação ao comentário da REN, sobre a necessidade de compatibilizar as diversas etapas associadas ao apuramento dos dados definitivos, remete-se para o ponto 2.3.6.4 do presente relatório. Em qualquer caso, cabe referir que a norma em apreço visa apenas referenciar o padrão estabelecido no RQS para o prazo para correção de valores de anomalias (igual ou inferior a 30 dias em, pelo menos, 65% das situações). Adicionalmente, a ERSE partilha do entendimento da REN em relação à previsão da sua intervenção no âmbito da correção de valores resultantes de anomalias em dados definitivos, tendo em consideração a sua responsabilidade na determinação das carteiras de agregação. O envolvimento da agregação no quadro das anomalias estava já, aliás, previsto nos artigos 41.º (Eliminação de anomalias) e 42.º (Correção de valores em dados não definitivos), faltando apenas o art.º 43.º (Correção de valores em dados definitivos), o que agora se salvaguardou.

Sobre o comentário da CEVE, importa esclarecer que a tipificação de anomalias, como proposta, visa aderir às atividades desempenhadas pelos operadores de rede (medição e leitura). Adicionalmente, como se referiu no documento justificativo, as anomalias não tipificadas corresponderão a quaisquer outras situações. Em todo o caso, o comentário da CEVE parece pretender que se acautele o procedimento aplicável em situações de perda total de dados. Neste âmbito, a proposta já estabelece que o procedimento

a adotar recorra a estimativa ou aos valores medidos nos primeiros três meses após a eliminação da anomalia.

O erro da referência cruzada (em falta) no n.º 3 do art.º 43.º, identificado pela Elergone e pela E-REDES, foi corrigido, através de remissão para o n.º 1 do mesmo artigo.

A resposta ao comentário da SU Eletricidade coincide, em boa medida, com a que acima foi dada ao comentário oferecido pela REN, relativamente à atividade de agregação.

Por último, entendendo-se a proposta de limitar a correção de valores motivada por anomalias, pelos impactes associados em termos de apuramento de novos dados e subsequente faturação, a ERSE considera necessária fundamentação adicional para os valores sugeridos pela E-REDES, remetendo o eventual estabelecimento de valores mínimos para futuros processos de revisão do Guia, e na dependência dessa fundamentação.

2.3.6 TRATAMENTO DE DADOS

2.3.6.1 ESTIMATIVAS

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O ponto 4.6.1 do documento justificativo da proposta submetida a consulta versou sobre o tema das estimativas, de valores acumulados (por período horário) e de valores desagregados (diagramas quarto-horários de consumo e/ou de injeção). As principais ideias da proposta podem resumir-se do seguinte modo:

- Determinou-se que os comercializadores não podem realizar estimativas para faturação aos clientes motivadas por desalinhamento entre o ciclo de faturação dos encargos de acesso à rede e o ciclo de faturação do comercializador ao cliente;
- Propôs-se que, em Portugal continental, a estimativa de valores acumulados utilize apenas o método “Perfil” e que a respetiva fórmula de cálculo não dependa do apuramento do consumo médio diário;
- Propôs-se que, nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, a estimativa de valores acumulados utilize o método “Histórico Homólogo Simples”, baseado no consumo médio diário registado no período do ano anterior homólogo do período a estimar, para o qual existam leituras reais;

- Relativamente à estimativa de valores desagregados de injeção por instalações de produção:
 - Propôs-se a adoção das regras estabelecidas para as instalações de consumo, para efeitos da disponibilização de dados provisórios aos agregadores;
 - Integrou-se a metodologia vigente para a estimativa de valores quarto-horários de produção de instalações de tecnologia eólica (tendo por base a produção quarto-horária medida nas demais instalações de tecnologia eólica localizadas na proximidade).
- Relativamente à estimativa de valores desagregados em instalações de armazenamento:
 - Estabeleceu-se que as regras sejam as propostas para as instalações de consumo, no caso de injeção no armazenamento, e para as instalações de produção, no caso de injeção na rede;
 - Propôs-se o envio à ERSE, por parte do operador da RND e dos operadores das redes das regiões autónomas (no prazo de 24 meses a contar da entrada em vigor do Guia) de regras específicas para estimativa de valores desagregados em instalações de armazenamento.
- Para a estimativa de valores desagregados em instalações participantes em autoconsumo, foram propostas as regras relativas às instalações não participantes em autoconsumo;
- Relativamente à estimativa de valores em instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, estabeleceram-se regras para estimar o consumo do setor elétrico da instalação nos casos em que 1) não seja possível recolher quer valores acumulados, quer valores quarto-horários ou 2) não seja possível recolher apenas os valores quarto-horários. Foram ainda propostas regras para os casos anteriores, na circunstância de existir também autoconsumo.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta relativa a estimativas foi comentada por parte da Câmara do Comércio e Indústria dos Açores, da REN, da EEM, da EDA, da SU Eletricidade e da E-REDES.

Assim, a Câmara do Comércio e Indústria dos Açores sugeriu que, à medida que as redes inteligentes sejam implementadas na região, o método de estimativa “Histórico Homólogo Simples” seja substituído pelo método “Perfil”.

A REN apresentou as seguintes propostas:

- No âmbito do art.º 53.º (Regras para estimar valores quarto-horários de injeção na rede por instalações de produção), a extensão da metodologia utilizada para estimar a energia eólica à tecnologia solar fotovoltaica;
- No âmbito do art.º 54.º (Regras para estimar valores quarto-horários em instalações de armazenamento), a inclusão do operador da RNT para efeitos de elaboração de proposta de regras específicas para estimar valores de consumo e de injeção na rede por instalações de armazenamento;
- No âmbito do art.º 55.º (Regras para estimar valores quarto-horários em instalações participantes em autoconsumo), a utilização dos dados provisórios para efeitos de liquidação provisória dos desvios e construção do Diagrama de Geração provisório.

Por seu lado, a EEM, relativamente aos princípios gerais aplicáveis às estimativas, informou que, na BTE, MT e produção, a faturação é baseada numa leitura estimada, de acordo com as regras atuais, propondo que essa situação se mantenha. Por outro lado, referiu que o valor final calculado das estimativas de consumo não considera casas decimais, propondo a manutenção desta prática, pelo menos no período transitório.

A EDA, relativamente ao cálculo do Consumo Médio Anual (CMA) para determinação da energia elétrica consumida associada à AIE (números 1 e 3 do art.º 44.º) e do Consumo Médio Diário (CMD), por escalão de potência contratada, a considerar em cada ano (números 3 e 4 do art.º 51.º), considerou útil a introdução, na versão final do Guia, da fórmula de cálculo do CMA por escalão de potência contratada, como estabelecida no ponto 33.1.2 do Guia anterior.

Considerando que o AUR não fatura com base em valores estimados (apenas fatura de acordo com os dados disponibilizados pelo operador de rede), a SU Eletricidade entende que as regras estabelecidas para as instalações participantes em autoconsumo apenas se aplicam à componente de consumo.

Por outro lado, a SU Eletricidade mencionou que a al. a) do n.º 8 do art.º 42.º do RRC prevê a possibilidade dos comercializadores realizarem estimativas, acrescentando que o alinhamento de datas de faturação entre comercializadores e operador de rede poderá não ser vantajoso para o cliente “(...) na medida em que a primeira fatura de um contrato (após a mudança de comercializador, ou por outra razão) dificilmente terá a duração prevista nesse contrato (tipicamente 1 mês), provocando insatisfação por parte dos clientes e incumprimento por parte dos comercializadores na periodicidade de faturação contratada com o cliente”. Consequentemente, propõe que o n.º 3 do art.º 47.º da proposta de articulado do Guia seja eliminado, não

condicionando o período de faturação do consumidor e permitindo a realização de estimativas sempre que o operador de rede não disponibilize dados reais por um período superior a 5 dias.

Por fim, a E-REDES apresentou um conjunto alargado de sugestões:

- No âmbito do art.º 49.º (Método de estimativa “Perfil”), a E-REDES manifestou concordância com a eliminação do método “Consumo fixo”, mas não considerou oportuna a alteração na fórmula de cálculo do método “Perfil” (apesar de ter sido proposta pela E-REDES à ERSE em 2018) porque a sua implementação carece de desenvolvimentos ao nível dos sistemas de informação, cujos esforço e custos poderão não ser justificáveis no cenário atual de recurso cada vez menor a estimativas para apurar valores acumulados de consumo. Assim, a E-REDES propôs que se mantenha a fórmula de cálculo do Guia anterior;
- No âmbito do art.º 53.º (Regras para estimar valores quarto-horários de injeção na rede por instalações de produção), a E-REDES considerou importante que o articulado clarifique o efeito desta estimativa, quer nos serviços de dados individuais aos agregadores, quer do ponto de vista de incorporação no Diagrama de Geração no âmbito do processo de reconciliação, nomeadamente nos seguintes cenários:
 - Cenário 1: caso não seja possível recolher dados (quarto-horários ou acumulados), a estimativa:
 - Não tem efeitos na faturação;
 - Tem efeitos na carteira de agregação em d+1, m+1 e m+3;
 - Não tem efeitos na carteira de agregação em m+6.
 - Cenário 2: caso não seja possível recolher dados quarto-horários, mas seja conhecido o valor acumulado, a estimativa:
 - Tem efeitos na faturação;
 - Tem efeitos na carteira de agregação em d+1, m+1 e m+3;
 - Tem efeitos na carteira de agregação em m+6.
- No âmbito do art.º 54.º (Regras para estimar valores quarto-horários em instalações de armazenamento), a E-REDES entendeu que o Guia deve clarificar se o consumo abrangido pelo n.º 1 diz respeito a toda a energia consumida pela instalação de armazenamento, incluindo para

carregamento na bateria, ou apenas aos consumos próprios líquidos do carregamento. Não sendo aplicadas estimativas para efeitos de faturação, nomeadamente no âmbito da liquidação dos desvios e da prestação de serviços à rede, a E-REDES propôs que a versão final do articulado explicita que, na ausência de dados, não deverá existir faturação de nenhum tipo (e.g. entre o produtor e o agregador, nem penalização de reativa por parte do operador de rede), devendo ser considerados valores nulos ao nível do Diagrama de Geração. Considerou ainda que a versão final do articulado deve tornar mais claro de que forma este entendimento se articula com o estabelecido no n.º 3 do art.º 54.º;

- No âmbito do art.º 56.º (Regras para estimar valores em instalações com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica):
 - Em relação ao n.º 1, a E-REDES considerou que deve ser previsto o cenário em que o operador de rede não recolhe dados relativos ao ponto de ligação à rede, mas em que são conhecidos os consumos de mobilidade elétrica. Neste caso, sugere que o consumo no ponto de ligação da rede à instalação seja estimado, com base no respetivo histórico, e depois somado aos consumos de mobilidade elétrica;
 - Em relação à al. b) do n.º 2, a E-REDES considerou necessário detalhar o período histórico a utilizar para o cálculo da estimativa, bem como clarificar se o histórico a utilizar é relativo aos consumos medidos ou aos consumos próprios da instalação, sugerindo que seja considerado o perfil da semana anterior (à semelhança da regra definida na al. c) do art.º 52.º. Por último a E-REDES sugeriu a substituição de “acumulados” por “agregados”.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

O comentário da Câmara do Comércio e Indústria dos Açores, relativo à adoção do método de estimativa “Perfil” na Região Autónoma dos Açores, é discutido em detalhe no ponto 2.3.6.2 deste relatório.

Em relação aos comentários da REN, refere-se o seguinte: 1) a extensão da metodologia utilizada para estimar a energia eólica à tecnologia solar fotovoltaica, parecendo atendível, não foi submetida a consulta e, pelo potencial impacte associado, desde logo atendendo à respetiva potência instalada atual e ao crescimento que se perspetiva para os próximos anos, remete-se essa possibilidade para futuras revisões do Guia, 2) como solicitado, o operador da RNT foi incluído no elenco de operadores com a obrigação de apresentação de propostas de regras para estimar valores de consumo e de injeção na rede por instalações de armazenamento e 3) como sugerido, o elenco das possibilidades de utilização de valores estimados

associados a instalações em autoconsumo passou a prever também a liquidação dos desvios e da prestação de serviços à rede.

O comentário da EEM sobre a não utilização de casas decimais no cálculo de estimativas foi acomodado na redação final (n.º 6 do art.º 47.º). Para o efeito, prevê-se recurso a três casas decimais, em particular, no caso de valores quarto-horários. Por outro lado, segundo a EEM, a faturação das instalações (independentemente do nível de tensão ou fornecimento e da tipologia) é baseada em “leitura estimada”. Sem mais informação, a ERSE tem dificuldade em entender claramente a prática e o que se pretende salvaguardar ao nível do Guia. Por um lado, nas regiões autónomas, como em Portugal continental, a faturação deve utilizar valores reais medidos (e só excepcionalmente recorrer a estimativas). Por outro lado, essa recolha, com exceção das instalações ao abrigo do regime transitório, deve ter lugar diariamente. Por fim, quanto à desagregação dos dados em períodos quarto-horários, e salvaguardando as especificidades das regiões autónomas (e.g., não se aplicam os procedimentos de construção de carteiras de comercialização), dá-se nota de que 1) em regimes específicos, como o autoconsumo ou a mobilidade elétrica, o apuramento de dados com desagregação quarto-horária é relevante e 2) o Guia institui apuramento de saldos quarto-horários em todos os pontos de medição bidirecionais.

O comentário da EDA, no sentido de introduzir no art.º 51.º, relativo ao cálculo do consumo médio diário para efeitos de aplicação do método de estimativa “Histórico Homólogo Simples”, a expressão de cálculo, como estabelecida no ponto no ponto 33.1.2 do Guia anterior, foi acolhido.

Sobre o comentário da SU Eletricidade, que refere a não utilização de estimativas para a componente de injeção das instalações participantes em autoconsumo, cumpre referir o seguinte: 1) o Guia prevê a disponibilização de dados pelos operadores de rede, reais ou estimados, 2) no caso de instalações de produção, as estimativas não devem, em regra, ser utilizadas para faturação; contudo, tal não se aplica às instalações em regime de autoconsumo, uma vez que a responsabilidade pelos equipamentos de medição é dos respetivos operadores de rede. Por isso, o art.º 55.º do Guia (Regras para estimar valores quarto-horários em instalações participantes em autoconsumo) prevê a realização de estimativas de valores quarto-horários de consumo, mas também de injeção na rede.

Por sua vez, a sugestão da SU Eletricidade relativa ao n.º 3 do art.º 47.º não foi acolhida na redação final do Guia. Reitera-se que os dados a utilizar para faturação devem ser os disponibilizados pelos operadores de rede. Para mais, em rede inteligente, essa disponibilização tem carácter diário. Só em circunstâncias muito excecionais se permite aos comercializadores o recurso a estimativas da sua responsabilidade. O desalinhamento entre ciclos de faturação não é uma dessas circunstâncias. Sem prejuízo da remissão para

a discussão que sobre este tema se fez na Consulta Pública n.º 113, no quadro de revisão do RRC, o reconhecimento da possibilidade (não pretendida pela ERSE) da interpretação feita pela SU Eletricidade em relação ao disposto na al. a) do n.º 8 do art.º 42.º do RRC, motivou o estabelecimento no Guia, de forma clara, do princípio de não utilização de estimativas pelos comercializadores com base nessa motivação. Adicionalmente, e em relação à utilização dos dados disponibilizados pelos operadores de rede, os comercializadores podem agrupar-se em dois conjuntos: 1) aqueles que apuram os dados para faturação a partir dos dados diariamente disponibilizados e 2) os que faturam a partir da faturação mensal do acesso. No segundo caso, tratando-se de refletir diretamente a informação utilizada pelo operador de rede, o sincronismo entre os ciclos estará, à partida, acautelado. No primeiro, e no pressuposto de que a disponibilização diária de dados tem lugar sem intercorrências, esse sincronismo não é estritamente necessário. Por fim, e mesmo atendendo aos argumentos aduzidos pela SU Eletricidade, crê-se que o princípio da faturação sem estimativas assume importância maior, particularmente junto dos consumidores de energia elétrica.

Ponderado o comentário da E-REDES, e respetiva fundamentação, relativamente à manutenção da anterior fórmula de cálculo do consumo estimado, para efeitos de aplicação do método “Perfil”, a ERSE não alterou a sua proposta. As principais razões para esta decisão são as seguintes: 1) com a extinção do método “Consumo fixo”, o método “Perfil” passa a ser o único aplicável em Portugal continental, o que, por um lado, simplifica os procedimentos dos operadores e, por outro, convoca para uma otimização deste método, 2) a adoção da fórmula proposta na consulta simplifica sobremaneira o apuramento do consumo estimado, porquanto retira do cálculo o consumo médio diário e 3) a implementação da nova fórmula passa, no essencial, por uma regra de proporcionalidade direta (vulgo “regra de três simples”), não se antevendo esforço significativo ou longos tempos de desenvolvimento por parte dos operadores de rede.

As sugestões da E-REDES relativas às regras para estimar valores quarto-horários de injeção na rede por instalações de produção foram acolhidas. Assim, por um lado, prevê-se que as estimativas sejam incorporadas no Diagrama de Geração (para efeitos do processo de reconciliação de dados) e, por outro, clarifica-se que, havendo recolha de valores acumulados, os valores quarto-horários estimados sejam utilizados na faturação.

Sobre o comentário da E-REDES relativo ao n.º 1 do art.º 54.º, cumpre referir que, neste caso, como nos demais, está em causa a estimativa de valores por referência a um ponto de medição (e respetivo equipamento de medição). Tratando-se de uma instalação de armazenamento ligada à rede, deve concluir-se que por “consumo” se designa o trânsito no sentido da rede para a instalação, nesse ponto de medição.

Em relação aos demais comentários da E-REDES acerca da estimativa de valores de injeção na rede por instalações de armazenamento, cumpre referir que, na lógica de equiparar estas instalações às de produção, se introduziram, no articulado, regras similares, isto é, a incorporação de estimativas no Diagrama de Geração e utilização de estimativas na faturação se os valores acumulados diários forem conhecidos.

Por fim, os comentários e sugestões da E-REDES no âmbito do art.º 56.º (mobilidade elétrica) mereceram concordância e previsão na redação final do Guia.

2.3.6.2 PERFIS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Em termos de perfis de consumo e de injeção, a proposta apresentada (artigos 57.º a 68.º) decorria, no essencial, da integração das regras aprovadas pela [Diretiva n.º 2/2024](#), de 16 de janeiro (metodologia para estimação de perfis de consumo e de injeção na rede elétrica), às quais se adicionaram duas propostas: 1) três novos perfis de injeção para as instalações com Perfil Classe A, Perfil Classe B e Perfil Classe C e sem contrato de venda da energia excedente da produção para autoconsumo, a concretizar até ao final de 2025, para aplicação a partir de 1 de janeiro de 2026 (com base em proposta da E-REDES apresentada na fase que antecedeu a consulta) e 2) o dever de o operador da RND enviar à ERSE, a cada três anos, um estudo para determinação de perfis ótimos de consumo para a BTN, que considere, designadamente, o autoconsumo, a mobilidade elétrica e o armazenamento.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O tema dos perfis de consumo e de injeção suscitou comentários por parte da Câmara do Comércio e Indústria dos Açores, da CEVE e da E-REDES.

A Câmara do Comércio e Indústria dos Açores questionou a razão pela qual, tendo o autoconsumo um peso já significativo na Região Autónoma dos Açores, designadamente em BTN, a metodologia para estimativa de perfis de consumo e de injeção seja de aplicação exclusiva a Portugal continental.

A CEVE, por seu lado, referiu que, de acordo com a sua experiência, os perfis não podem ser só categorizados pela potência, sendo necessário considerar a localização da instalação e o tipo de utilizador da rede, entendendo que os operadores de rede exclusivamente em BT devem poder estabelecer o

Consumo Médio Diário (CMD) adequado à região onde distribuem (para as situações em que não existe histórico de consumo para a instalação). Adicionalmente, entende que o operador da RND deve enviar os perfis aos operadores de rede exclusivamente em BT, até 15 de dezembro.

A E-REDES, no âmbito do n.º 4 do art.º 58.º do articulado, referiu que, nos momentos d+1 e m+1, o perfil final ainda não se encontra publicado, pelo que deverá ser prevista a aplicação do perfil inicial nessas situações. Ainda neste contexto, o operador entende que a figura dos perfis finais deve ser eliminada (art.º 66.º), com base na seguinte fundamentação: “Tendo em consideração que a utilização dos perfis finais está restrita a uma perfilagem de instalações BTN não integradas em redes inteligentes, para efeito de incorporação na curva do consumo discriminado agregado definitivo do respetivo comercializador e, tendo em conta, por um lado, que esta população é cada vez menor e, por outro lado, que a aplicação deste perfil origina incoerências na distribuição dos consumos pelos diferentes dias face ao que foi considerado na faturação, com esta a ser baseada apenas nos perfis iniciais, a E-REDES propôs a descontinuação deste tipo de perfis, passando todos os processos a utilizar apenas os perfis de consumo iniciais, o que também permitiria a simplificação dos processos de disponibilização de dados entre GGS e Operadores de Rede”.

Por fim, e relativamente ao art.º 61.º da proposta (perfis de consumo para instalações em BTN), a E-REDES sugeriu a inclusão dos momentos de avaliação dos perfis atribuídos, como estabelecidos no ponto 35.1.1 do Guia anterior, uma vez que a avaliação desses perfis a todo o tempo teria um impacto significativo nos seus sistemas.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A resposta ao comentário da Câmara do Comércio e Indústria dos Açores carece, no entender da ERSE, de um enquadramento de âmbito mais geral dos perfis.

Os perfis desagregam valores acumulados (e.g., diários, mensais) em períodos temporais mais reduzidos, tipicamente quarto-horários, e são utilizados há muitos anos em Portugal continental, fundamentalmente, para efeitos do processo de construção de carteiras de comercialização, que não tem, como se sabe, aplicação nas regiões autónomas.

A recolha diária de diagramas de carga, obrigatória para todas as instalações, exceto as abrangidas pelo regime transitório proposto no Guia, retira relevância à utilização de perfis. Na presença de anomalias que impeçam essa recolha, os perfis podem ser úteis, enquanto mais uma ferramenta de estimativa ao dispor

dos operadores de rede, mas não são indispensáveis (note-se que, em Portugal continental, para os níveis de tensão superiores não se estabelecem perfis). Com efeito, o Guia estabelece regras para estimar diagramas quarto-horários, quer na circunstância de ausência total de dados, quer em situações intermédias, como a ausência de alguns valores quarto-horários ou a recolha de valores acumulados, que são passíveis de aplicação, independentemente do recurso a perfis, porque baseadas em valores quarto-horários medidos.

Acresce que o processo de construção de perfis é trabalhoso e complexo, baseado na medição ao longo do tempo de uma amostra de instalações (diversas tipologias) com a desagregação pretendida.

O limitado potencial de utilização de perfis ²⁴, conjugado com a circunstância de nunca terem sido estabelecidos perfis para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira, determinaram a opção de circunscrever a sua aplicação a Portugal continental, nos termos da Diretiva n.º 2/2024, de 16 de janeiro, replicada no Guia. Cabe mencionar que esta Diretiva foi aprovada na sequência da [Consulta Pública n.º 118](#), e objeto de Parecer do Conselho Consultivo da ERSE, no qual se encontram representados diversos intervenientes no setor elétrico das regiões autónomas.

Estando a ERSE disponível para discutir esta matéria, designadamente com os respetivos operadores de rede, à partida, e salvo melhor opinião, não parece justificar-se a adoção de perfis nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Assim, e no âmbito desta reformulação do Guia, não se introduziram alterações face à proposta inicial.

Em relação aos comentários oferecidos pela CEVE, cumpre referir o seguinte:

- O operador da RND enviou à ERSE, em abril de 2024, uma atualização do estudo realizado em 2018 para determinação de perfis ótimos de consumo para a BTN, concluindo que os resultados obtidos não geraram evidência suficiente que suporte a substituição das atuais classes A, B e C (estabelecidas com base nas variáveis explicativas “potência contratada” e “consumo anual”). Recorde-se que o principal objetivo deste estudo foi verificar se uma segmentação alternativa, e adicionalmente se a introdução de outras variáveis de segmentação, poderiam melhorar a adequação dos perfis ao consumo dos clientes. O estudo considerou as seguintes variáveis: área geográfica, CAE/Setor industrial, ciclo horário, consumo anual, data de início do contrato, data de fim do contrato, potência

²⁴ Paradigmaticamente, poderá perspetivar-se que, atualmente, a maior utilidade dos perfis reside na estimativa de valores acumulados de consumo, para faturação, que, em Portugal continental, recorre precisamente ao método “Perfil”.

contratada, tarifa, tipo de instalação, tipo de local de consumo, tipo de prédio. Este estudo será, nos termos do art.º 68.º do Guia proposto a consulta, atualizado pelo operador da RND, a cada três anos, sendo a primeira atualização devida até 15 de maio de 2027;

- Em Portugal continental, e face à alteração introduzida na fórmula de cálculo do consumo estimado através do método “Perfil”, o consumo médio diário (CMD) deixa de ser utilizado para efeitos de estimativa, pelo que não se antevê grande utilidade no seu estabelecimento, particularmente por parte dos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT. O comentário não motivou alterações à proposta;
- A obrigação de publicação dos valores dos perfis, pelo operador da RND, na sua página na internet, permite que todos os interessados (e.g., operadores de rede, comercializadores, agregadores), em pé de igualdade, acessem aos dados, desonerando o operador da RND de envios individualizados. Não foram introduzidas alterações face à proposta submetida a consulta.

O comentário da E-REDES relativo à utilização do perfil inicial sempre que o perfil final não tenha ainda sido publicado pelo gestor global do SEN, mormente em d+1 e m+1, foi acolhido na redação do n.º 4 do art.º 58.º.

Em sentido contrário, a sugestão de eliminação dos perfis finais não foi atendida. Por um lado, por discordância com a fundamentação apresentada pela E-REDES (a utilização dos perfis não se circunscreve às instalações em BTN não integradas em rede inteligente (e.g., sublínea ii) da al. d) do art.º 52.º); as incoerências na distribuição de consumos, agora em cenário de utilização ainda menor dos perfis finais, não foram, até hoje, razão para eliminar a figura, estabelecida desde 2007 no Guia). Por outro lado, porque os perfis finais, na sua função de corrigir os perfis iniciais estimados no ano anterior, com base no diagrama real, continuam a poder cumprir papel relevante, quer na eventualidade de utilização de perfis para o fecho definitivo de carteiras, em m+6, quer perante cenários que divirjam fortemente da estimativa inicial (de que foi exemplo muito recente o apagão ibérico registado no passado dia 28 de abril), por contraponto a uma eventual aprovação extraordinária de perfis iniciais corrigidos. Finalmente, porque a proposta da E-REDES, não tendo sido submetida a consulta, impacta na atividade desenvolvida por outros intervenientes no setor, particularmente, e por maioria de razão, no gestor global do SEN.

No entender da ERSE, e até face ao referido na resposta anterior ao comentário oferecido pela Câmara do Comércio e Indústria dos Açores, a discussão deve ser mais abrangente, em torno da manutenção ou eliminação de perfis, iniciais e finais, em contexto de recolha diária generalizada de valores quarto-horários. Como referido, as estimativas para instalações ligadas à rede em níveis de tensão superiores à BT não

utilizam perfis (nem sequer estão definidos) e o quadro regulamentar deve orientar-se no sentido de, sempre que possível, harmonizar as regras aplicáveis. Antecipa-se assim que, designadamente em futuros processos de revisão do Guia, e na medida em que, em Portugal continental, o objetivo de 100% de instalações BTN integradas em rede inteligente, seja plenamente cumprido (por parte de todos os operadores de rede em BT), se promova a discussão tendente à eliminação dos perfis da mecânica de estimativas.

Por último, e como sugerido pela E-REDES, foram reintroduzidos no Guia (art.º 61.º, n.º 5) os momentos de avaliação dos perfis de consumo das instalações em BTN atribuídos, nos termos estabelecidos no ponto 35.1.1 do Guia anterior. Em todo o caso, faz-se notar que a sua não inclusão na proposta submetida a consulta não decorreu de uma intenção da ERSE estabelecer uma avaliação permanente desses perfis, mas apenas de procurar simplificar a redação do Guia.

2.3.6.3 REGRAS PARA APURAMENTO E IMPUTAÇÃO DO FATOR DE ADEQUAÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta que se submeteu a consulta (artigos 80.º a 84.º) adotava as regras aprovadas pela Diretiva n.º 3/2024, de 16 de janeiro. Adicionalmente, com base nas propostas da REN e da E-REDES, ficou prevista a disponibilização do Diagrama de Geração, pelo gestor global do SEN ao operador da RND, em m+1, m+3 e m+6 (para apuramento das carteiras de comercialização), para além da já prevista com caráter diário (até às 12h00 do dia d+1).

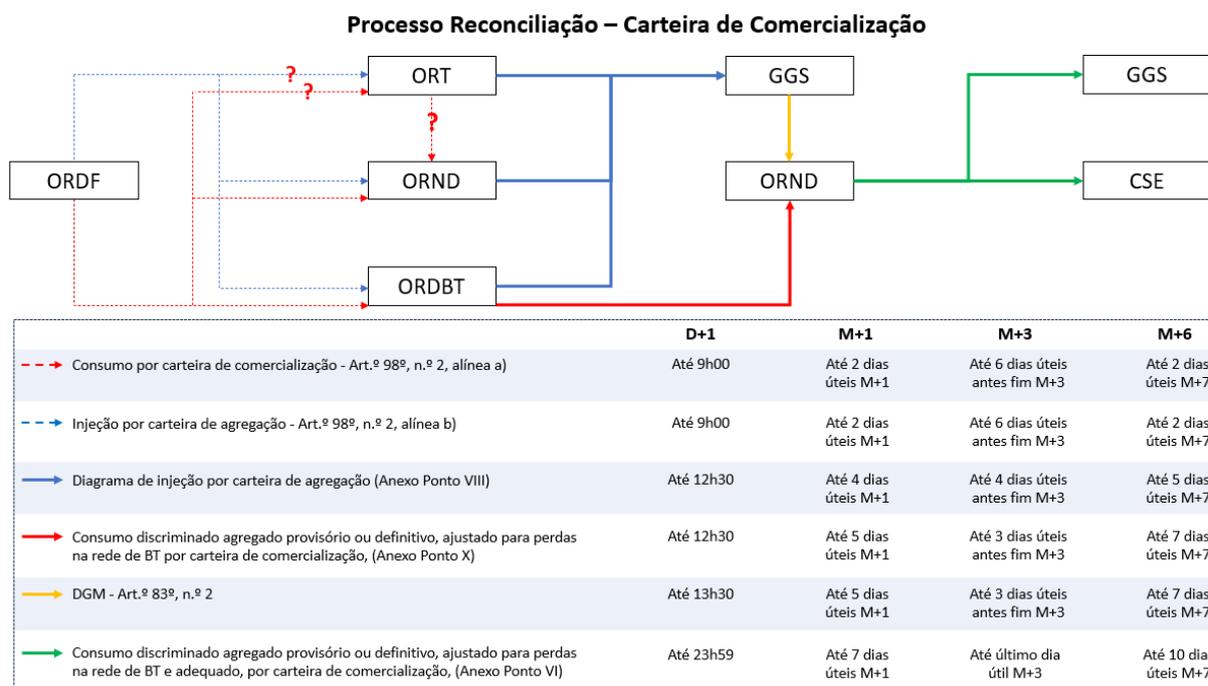
COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Em relação a esta matéria foram recebidos comentários da EDP e da E-REDES.

No caso da EDP, foi sugerida uma correção na fórmula utilizada para determinar o fator de adequação, substituindo “BTh” por “Consumo BTh” para designar o consumo dos clientes em BT no período quarto-horário h.

A E-REDES, por seu lado, julgou mais adequada a designação do Guia anterior (Diagrama de Geração de Mercado, em vez de Diagrama de Geração), uma vez que este diagrama não inclui produção não transacionada em mercado (e.g., excedentes de autoconsumo não transacionados). Adicionalmente, a E-REDES entende que, para efeitos de construção do Diagrama de Geração, é necessário prever

explicitamente a periodicidade dos dados que devem ser enviados por outras entidades (e.g., ORDF e ORD BT) e introduzir alguns ajustes nas periodicidades definidas, de acordo com a figura seguinte:



Fonte: E-REDES

Por fim, no âmbito do n.º 3 do art.º 83.º, a E-REDES considerou que deve ser garantida coerência com o determinado no Ponto VIII do Anexo I, que refere que os operadores de rede (excluindo ORDF) devem disponibilizar à GGS os diagramas de carga de injeção agregados por agregador da produção participante em mercado ocorrida nas suas redes.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A sugestão de correção apresentada pela EDP motivou a alteração da designação da parcela “BTh” para “Consumo BTh” para designar o consumo dos clientes em BT no período quarto-horário h, na expressão de apuramento do fator de adequação estabelecida no art.º 82.º do Guia.

Em relação à proposta da E-REDES para recuperar a designação “Diagrama de Geração de Mercado”, em vez de “Diagrama de Geração”, por razões de melhor sistematização, remete-se para o ponto 2.4 do [relatório final](#) da Consulta Pública n.º 118, que justifica a opção de manter a designação adotada na proposta do Guia.

Sobre os momentos de disponibilização de dados associados ao apuramento de carteiras, remete-se para o ponto 2.3.6.4 deste documento, no âmbito mais abrangente da discussão em torno da compatibilização do prazo para apuramento de carteiras (incluindo período de objeção e correção de valores resultantes de anomalias) com o prazo associado à prescrição, como estabelecido no n.º 1 do art.º 10.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na redação atual.

Por último, relativamente à disponibilização dos diagramas de carga de injeção, por agregador, para efeitos do apuramento do Diagrama de Geração, reafirma-se o disposto no n.º 3 do art.º 83.º da proposta de articulado, cabendo ao operador da RND a disponibilização ao gestor global do SEN da informação necessária a esse apuramento. Os fluxos de informação entre os restantes operadores de rede de distribuição e o operador da RND estão previstos no n.º 3 do art.º 94.º (no caso dos operadores de rede exclusivamente em BT) e no n.º 2 do art.º 98.º (no caso dos ORDF). Em conformidade, na tabela do Ponto VIII do Anexo I (Dados agregados de injeção na rede), clarificou-se que essa responsabilidade é do operador da RND. O mesmo se fez para a tabela do Ponto VI do Anexo I, no âmbito dos dados agregados de consumo a partir da rede.

2.3.6.4 DETERMINAÇÃO DAS CARTEIRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Os artigos 85.º, 86.º e 87.º do articulado submetido a consulta dispunham sobre as carteiras de comercialização, no referente aos princípios gerais e ao apuramento e momentos de disponibilização dos consumos discriminados agregados provisórios e definitivos.

A proposta não introduzia novidades face ao quadro regulamentar vigente.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN e a E-REDES apresentaram alguns comentários no âmbito da determinação das carteiras de comercialização.

Em concreto, a REN referiu que a proposta fixa como limite para apuramento do consumo discriminado agregado estimado definitivo, o dia 15 do mês m+6 e avalia positivamente “a redução proposta neste prazo”. Contudo, e atendendo ao disposto no n.º 1 do art.º 10.º da [Lei n.º 23/96](#), de 26 de julho, na redação atual (Cria no ordenamento jurídico alguns mecanismos destinados a proteger o utente de serviços

públicos essenciais), que estabelece que o direito ao recebimento do preço do serviço prestado prescreve no prazo de 6 meses após a sua prestação, entende que o prazo do Guia deve ser encurtado, sugerindo a adoção de um período transitório ou de reavaliação.

Por seu lado, a E-REDES considerou que o Guia deve estabelecer os prazos para o operador da RND disponibilizar os diagramas de consumo agregados reconciliados aos comercializadores e ao gestor global do SEN, entendendo que estes devem ser revistos face à prática atual, de modo a acomodar “os novos passos”, designadamente 1) a disponibilização, pelos operadores de rede ao gestor global do SEN, dos diagramas de carga agregados por agregador da produção/injeção que ocorreu nas suas redes (art.º 93.º), 2) a disponibilização, pelos operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT ao operador da RND, dos consumos agregados por comercializador referidos à MT (art.º 97.º). Conclui a E-REDES que, deste modo, o período de tempo para apuramento das carteiras deve ser alargado, propondo concretização que, nalguns casos, ultrapassa m+6.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Como acima resumidos, os comentários apresentados pela REN e pela E-REDES, enquanto principais intervenientes no processo de apuramento de carteiras, remetem para a necessidade de trabalho conjunto, que permita endereçar as respetivas preocupações, partilhadas também pela ERSE.

Com efeito se, por um lado, a complexidade crescente do setor, por exemplo ao nível do número de intervenientes ou da quantidade de dados a apurar e a disponibilizar, cria dificuldade adicional para cumprir os prazos vigentes, por outro lado, importa assegurar esse cumprimento, nomeadamente para efeitos de compatibilização com o disposto em matéria de prescrição, cabendo neste âmbito recuperar a redação do art.º 221.º do RRC: “O prazo para a consolidação das carteiras dos comercializadores, resultando na disponibilização do Consumo Discriminado Agregado Definitivo, é de seis meses, quer para o setor elétrico, quer para o setor do gás, devendo ser observado o período de objeção nos termos previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados”.

Como informação de contexto, é relevante recordar que o prazo para fecho de carteiras passou de nove para seis meses, com efeitos a partir de 2021, como previsto no RSRI, aprovado pelo Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto. Esta alteração teve subjacentes diversas razões, uma das quais sendo a compatibilização com o prazo legal previsto para a prescrição e caducidade no âmbito dos serviços públicos essenciais.

Importa também dar nota de que esta matéria não tem sido objeto de reclamações, nomeadamente por parte dos comercializadores, admite-se que pelo facto dos acertos posteriores aos seis meses terem dimensão reduzida, acomodável por estes agentes e, tendencialmente, de valor médio nulo. Ainda assim, no contexto da [Consulta Pública n.º 120](#) (Proposta de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica), a Iberdrola apresentou o seguinte comentário:

«Paralelamente, e na ótica do comercializador, deve ser garantido o fecho de carteiras de mercado, ao invés de estar nos 6 meses (passou de 9 a 6 meses com significativa melhoria) deveria reduzir-se a 1 mês. Este é o período suficiente para detetar anomalias, assegurar backups de informação, ou mesmo estimar períodos de 15 minutos para os quais não foi possível obter o registo do consumo real. O intuito é evitar refaturações e prescrições, atribuindo mais certeza e previsibilidade aos custos dos clientes.»

Então, a ERSE tomou boa nota do comentário, considerando-o fora do âmbito da consulta e recordando que o quadro regulamentar tinha sido objeto de profunda e recente revisão, na sequência da [Consulta Pública n.º 113](#).

Em qualquer caso, não obstante o prazo de seis meses estabelecido em Portugal ser inferior ao da generalidade dos países europeus ²⁵, a restrição legal no âmbito do prazo de prescrição tem de ser observada.

Com o processo de integração em rede inteligente praticamente concluído, a recolha diária de diagramas de consumo, mesmo com as atuais taxas de sucesso, parece permitir melhorias, tendo em vista o cumprimento do disposto no RRC, acomodando correção de valores resultantes de anomalias e período de objeção. O operador da RND, no desempenho da atividade de disponibilização de dados para faturação do acesso estará em condições de quantificar o impacte dos acertos realizados em cada momento dessa disponibilização, designadamente a partir de m+3.

A título de exemplo, no caso do setor da mobilidade elétrica, as carteiras dos CEME são apuradas em 30 dias. É certo que algumas especificidades possibilitam esta situação, sendo disso exemplo a faturação aos utilizadores de veículos elétricos com base na informação apurada imediatamente após o carregamento ou o reflexo dos acertos posteriores, até m+6, nas carteiras dos comercializadores do setor elétrico que, desta forma, absorvem esses acertos. Para além destas especificidades do setor da mobilidade elétrica,

²⁵ São comuns prazos para liquidação definitiva iguais ou mesmo superiores a 12 meses, sendo disso exemplo a Espanha, a França, a Itália, a Alemanha, a Suécia ou o Reino Unido.

importa também ter presentes as do setor elétrico, que impedem, hoje por hoje, replicar os prazos, sem mais, de que é exemplo o procedimento de apuramento de dados no regime de autoconsumo com modos de partilha avançados.

Deste modo, tratando-se de matéria não sujeita a proposta de alteração em consulta pública e com impacte significativo nos sistemas e procedimentos dos operadores, considera-se imprescindível a recolha da sua visão conjunta e detalhada, para além da já expressa nesta consulta. Para o efeito, estabelece-se no Guia o envio à ERSE, pelo gestor global do SEN e pelo operador da RND, no prazo máximo de seis meses após a entrada em vigor do Guia, de proposta conjunta e fundamentada de revisão e concretização detalhada dos prazos associados às diversas etapas (e.g., leitura/estimativa, tratamento de dados, correção de anomalias, disponibilização de dados, período de objeção) relativas ao apuramento definitivo dos dados das carteiras de comercialização e respetiva disponibilização, de modo a assegurar plena compatibilização com o previsto na lei e na regulamentação.

Adicionalmente, não foram introduzidas alterações nos prazos estabelecidos para aprovação do modelo e formato dos dados a disponibilizar (entre operadores de rede, por estes aos comercializadores e agregadores) por se entender que a estrutura dos ficheiros não se vê condicionada pela proposta referida no parágrafo anterior, antes será tomadora dos prazos que vierem a ficar estabelecidos.

2.3.7 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

2.3.7.1 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS OPERADORES DE REDE

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta de Guia integrou disposições sobre disponibilização de dados estabelecidas em outros regulamentos, e.g., RAC ou RSRI. Em particular, na baixa tensão, o Guia adota o serviço básico das redes inteligentes, pelo que regista uma significativa incorporação do RSRI.

A proposta incorporou ainda os aspetos principais da disponibilização de dados em regimes especiais, como o autoconsumo ou a mobilidade elétrica, sem introduzir alterações relevantes.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O tema da disponibilização de dados foi muito comentado pelos participantes na consulta, com especial destaque para a disponibilização de dados pelos operadores de rede aos comercializadores. Em geral, os interessados pedem maior previsibilidade e celeridade nos prazos efetivos de disponibilização de dados, em particular nas instalações que participam em autoconsumo ou na mobilidade elétrica. Pedem ainda que a troca de dados se proceda através de ferramentas de fácil acesso e de fácil integração nos sistemas dos comercializadores e outros agentes.

A CEVE, a USENERGY e o Conselho Consultivo sugerem que o modelo e o formato dos dados a disponibilizar aos comercializadores e aos agregadores devem ser comuns aos vários operadores de rede. No mesmo tópico, houve também diversos contributos a defender o uso de API em vez dos métodos atuais de troca de ficheiros por FTP [Coopérnico, Greenvolt].

Vários comentários referiram atrasos na disponibilização de dados de consumo quando incluem pontos de consumo participantes em autoconsumo ou, sobretudo, na mobilidade elétrica [Moeve, Usenergy, Coopérnico, ACEMEL, Greenvolt, ELERGONE, Acciona e Conselho Consultivo]. Os comentários destacam a emissão de faturas de acesso às redes e dados de consumo acumulados que são posteriormente corrigidos, de forma significativa, provocando uma necessidade frequente de refaturações aos clientes finais, de reclamações e de falta de transparência e confiança no processo de disponibilização de dados de faturação.

A ELERGONE comentou que os problemas atualmente verificados com a disponibilização de dados nalguns segmentos particulares podem refletir-se nos novos modelos de participação e tipos de agentes. A verificar-se o mesmo tipo de problemas, isso será desincentivador da participação nessas novas atividades e soluções.

A MOEVE assinala o problema das correções de dados após a faturação, sugerindo que o Guia fixe claramente os prazos máximos de disponibilização de dados pela EGME e que determine que a faturação do acesso apenas possa acontecer com dados validados.

A Coopérnico propõe a fixação de prazo máximo para a validação de dados de consumo, inferior a três meses. Acrescenta que os comercializadores devem ter acesso, mediante consentimento do cliente, aos dados validados de consumo, produção e partilha, através de interfaces digitais normalizadas e disponibilizadas pelos operadores de rede, garantindo simultaneamente a proteção de dados e a interoperabilidade entre sistemas. Refere ainda que o Guia deve ser mais concreto quanto aos mecanismos

técnicos de disponibilização de dados, como prazos e formatos interoperáveis (como API ou plataformas centralizadas).

A ACEMEL defende que o Guia deve promover a igualdade de acesso à informação e aos sistemas de medição, independentemente da dimensão do operador, estabelecer prazos vinculativos para a disponibilização de dados, alinhados com os ciclos de faturação e assegurar a interoperabilidade dos sistemas de comunicação e gestão de dados, evitando soluções fechadas, que criem barreiras à entrada de novos comercializadores e aumentem os custos de *compliance* de forma injustificada.

Em particular, a ACEMEL defende prazos máximos obrigatórios para a disponibilização de dados de consumo e injeção, diferenciados por tipo de instalação (consumo, autoconsumo, mobilidade elétrica), em função dos respetivos ciclos de faturação. Alerta ainda para a responsabilização dos operadores que incumpram esses prazos de forma sistemática.

A Greenvolt refere que as faturas deveriam informar sobre os benefícios do autoconsumo, em concreto sobre a energia produzida, injetada na rede, partilhada e autoconsumida (quer individualmente, quer através da partilha de energia). Sugere também que os dados sobre a produção total da UPAC devem incluir os dados a disponibilizar pelo ORD à EGAC, para alimentação dos modelos de gestão do autoconsumo da EGAC.

A ELERGONE refere que o Guia deve prever o recurso ao *submetering*, promovendo a inovação e o desenvolvimento de novos modelos de negócio associados à resposta da procura.

A ELERGONE refere ainda a importância de garantir que os vários processos que ocorrem até à emissão de uma fatura final ao cliente estão devidamente harmonizados com os prazos de prescrição e caducidade do pagamento de serviços públicos essenciais. Estes processos incluem o fecho dos dados individuais e das carteiras de comercialização, os períodos de objeção e subsequente avaliação pelo ORD e a emissão da fatura pelo comercializador. Inclusive no caso do contrato de fornecimento dos ORD exclusivamente em BT com um comercializador de mercado (aquisição de energia no seu papel de CUR).

A EDP refere, também sobre o período de objeção aos dados, que, no caso de impossibilidade de agendamento de visita do ORD por facto imputável ao cliente, no âmbito da resolução de uma objeção aos dados, esse facto deve provocar a recusa da objeção e o início do processo de interrupção por facto imputável ao cliente, nos termos do artigo 78.º do RRC.

A EDP e a E-REDES referem a importância de reconhecer o direito do comercializador a receber os diagramas de carga individuais dos seus clientes, sem necessidade expressa de consentimento, incluindo quando as instalações participam em autoconsumo. A EDP refere o ambiente de rede inteligente e a multiplicidade de serviços que pode ser desenvolvida a partir da utilização destes dados. A E-REDES sublinha a não coincidência entre instalações de BTN e os dados pessoais, já que há clientes singulares no universo de BTE, tal como há diversas pessoas coletivas como clientes em BTN. Refere ainda as múltiplas solicitações de comercializadores para acesso a estes dados, seja para aplicação de tarifários indexados, seja para melhoria das previsões de consumo ou outros objetivos, em paralelo com o ónus administrativo de gestão destes consentimentos, não isenta de dúvidas de interpretação e de aplicação.

Relativamente à disponibilização de dados envolvendo instalações na rede da mobilidade elétrica, a E-REDES refere que o ciclo de disponibilização de dados previsto, em particular a disponibilização de dados da EGME ao ORD, apenas em d+4, implica que todos os dados disponibilizados em d+1 consideram o consumo registado no contador de fronteira da instalação com a rede, sem correção dos dados da mobilidade elétrica, a qual apenas é corrigida em d+5, ou quando for disponibilizada pela EGME. Solicita ainda a clarificação sobre a possibilidade de a EGME rever e disponibilizar os dados em momentos posteriores (e.g. m+1, m+3).

A E-REDES comentou ainda o Anexo I do Guia. Embora sejam comentários de grande detalhe, pela sua implicação com efeitos transversais nos agentes de mercado, são incluídos e discutidos na presente secção do relatório. A respeito da disponibilização de dados individuais de consumo, refere que, devido ao elevado volume de dados em causa, no caso das instalações BTN integradas em redes inteligentes não são atualmente disponibilizados aos comercializadores os diagramas de carga individuais mensais, em M+1. No lugar deste procedimento, o ORD disponibiliza os dados de diagrama de carga modificados, no dia seguinte ao da sua modificação (i.e., o envio é individualizado e sempre que ocorra uma correção). Conclui a E-REDES que, assim, cada comercializador já dispõe, tipicamente, da informação mais atualizada dos diagramas de carga das instalações BTN integradas em redes inteligentes no fim do mês M. Propõe a E-REDES que esta disponibilização de dados individualizados de diagrama de carga em M+1, não se aplique às instalações BTN integradas em redes inteligentes. Para garantir um maior alinhamento do Guia com a nomenclatura e a prática atuais, a E-REDES propõe ainda que a referência ao “consumo acumulado” seja substituída por referência a “leitura acumulada”. Adicionalmente, a E-REDES propõe que a disponibilização desta informação se aplique apenas a instalações BTN em que a faturação de consumos ou de prestação de serviços não seja suportada por diagramas de carga. A E-REDES propõe também que a designação “consumo mensal acumulado por período horário” passe a adotar “consumo mensal agregado por período

horário”, para assegurar um maior alinhamento com a sua prática atual, com reflexo nas trocas de dados com os comercializadores.

Sobre a disponibilização de dados agregados (carteiras de consumo), a E-REDES propõe que a tabela clarifique que as disponibilizações de informação sobre consumos discriminados agregados são disponibilizados pelo operador da RND, visto que é este operador que assegura a reconciliação dos consumos discriminados e o diagrama de geração.

A E-REDES e a REN propõem que a tabela deste anexo inclua a disponibilização do diagrama “Consumo discriminado agregado provisório” de cada comercializador ao gestor global do SEN, serviço este que já existe para efeitos de repartição dos custos com a tarifa social.

A E-REDES e a REN notam que o articulado sobre a disponibilização de dados individuais de injeção na rede deve incluir o gestor global do SEN na lista de entidades destinatárias desta informação, visto que o acesso direto pelo gestor global do SEN a esta informação é difícil de implementar (por exemplo, instalações de autoconsumo coletivo com vários membros). A E-REDES acrescenta que esta disponibilização desta informação requer desenvolvimentos nos sistemas do ORD, carecendo de um prazo adequado de implementação para este efeito. O mesmo comentário quanto à necessidade de definir um prazo de implementação é mencionado pela E-REDES sobre a disponibilização de dados agregados de injeção na rede.

O Conselho Consultivo compreende a posição da ERSE quanto à manutenção das atuais disposições relativas à mobilidade elétrica, aguardando pela anunciada reformulação do regime jurídico para adaptar o quadro regulamentar, incluindo o próprio Guia.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Os contributos da consulta pública apontaram problemas com a disponibilização de dados, em especial nas instalações participantes em autoconsumo (coletivo) ou na mobilidade elétrica. Embora estes segmentos de clientes tenham uma expressão ainda reduzida (cerca de 1 400 instalações em autoconsumo coletivo e 6 400 na rede de mobilidade elétrica), espera-se que venham a crescer significativamente.

Os problemas e atrasos no processo de disponibilização de dados afetam decisivamente a confiança no processo de faturação e, assim, no funcionamento do mercado de eletricidade em geral. É essencial assegurar que os dados disponibilizados aos vários intervenientes são validados e fechados rapidamente,

admitindo-se que uma pequena percentagem desse volume de dados possa ser sujeita a correções devido a vicissitudes do processo de medição.

Note-se que as regras em vigor apontam para que o processo de disponibilização de dados esteja, no essencial, fechado em $m+3$. Por exemplo, a leitura local nas instalações não integradas em rede inteligente deve ocorrer com intervalo não superior a 96 dias (RQS, art.º 86.º), a resolução de anomalias de medição deve ter lugar no prazo de 30 dias (RQS, art.º 100.º), a partilha de energia em autoconsumo coletivo deve observar prazos que viabilizem o ciclo de faturação mensal do acesso às redes com dados de medição reais e de partilha validada (RAC, art.º 37.º) e os dados dos carregamentos de veículos elétricos podem ser atualizados até 30 dias (RME, art.º 58.º). Não obstante, os comentários da consulta sublinham que a disponibilização de dados nestes dois segmentos particulares de instalações tem sofrido atrasos de forma sistemática e não pontual.

O autoconsumo coletivo e a mobilidade elétrica partilham uma característica que faz destes acertos de dados ainda mais críticos do que o habitual: o acerto num CPE provoca correções nos restantes CPE associados (os outros membros de um autoconsumo coletivo, ou a instalação de consumo que alberga o ponto de carregamento de VE). Assim, a experiência adquirida e os contributos nas várias consultas públicas apontam para que todos os intervenientes (ORD, comercializadores, autoconsumidores) valorizam muito o fecho definitivo dos dados em tempo útil. Esta prioridade pode ser assumida limitando os efeitos de correções de leitura de uma instalação sobre as restantes.

Em resultado da presente consulta, a ERSE reafirma a restrição de fecho dos dados definitivos da partilha já prevista no Regulamento do Autoconsumo e introduziu uma nova restrição à correção de dados de consumo no âmbito de instalações integradas na rede de mobilidade elétrica.

No âmbito do autoconsumo, a regra do RAC limita as correções aos dados de partilha até à disponibilização de dados em $m+1$. Eventuais correções de dados após este momento, já não produzem efeitos sobre a partilha de energia do dia d , embora continuem a produzir efeitos no apuramento do consumo imputado ao comercializador, por exemplo. Nota-se que o momento da disponibilização de dados em $m+1$ pode colocar dificuldades de compatibilização entre os processos de recolha de dados, comunicação e apuramento da partilha e fecho dos dados validados. Essa compatibilização dos momentos de disponibilização de dados e da sua coerência será objeto de uma proposta mais aprofundada pelos operadores de rede, segundo a solicitação feita no Guia.

No caso de instalações integradas na rede de mobilidade elétrica, inclui-se uma nova regra para limitar as correções aos dados dos carregamentos no âmbito da mobilidade (energia a descontar ao valor medido no ponto de entrega da RESP) até d+30. Deste modo, alinha-se a restrição análoga inscrita no RME, relativa aos dados a enviar aos CEME, com a que se aplica aos comercializadores do setor elétrico.

Com a referida alteração, harmoniza-se o limite para as correções de dados e de faturação dos CSE com os dos respetivos CEME. Embora a proposta conhecida do novo regime jurídico da mobilidade altere substancialmente o modelo de relacionamento comercial, a restrição do prazo para correção de dados afigura-se até benéfica à transição entre os dois modelos, reduzindo os problemas de faturação atrasada num período em que os agentes vão substituir este modelo de negócio por outro, diferente.

Sobre o modelo de dados e procedimentos de disponibilização de dados aos agentes de mercado, a proposta de Guia previa que os operadores de rede definissem o modelo e formato dos dados a disponibilizar, assegurando o seu tratamento automático pelos agentes. Essa definição deve ser «precedida de consulta aos interessados, promovida pelos operadores das redes» e deve resultar «sempre que possível, de proposta conjunta dos operadores das redes, sem prejuízo da salvaguarda de eventuais especificidades existentes» (vd. artigos 89.º e 116.º da proposta). Assim, o articulado proposto já dá uma resposta afirmativa às sugestões de modelos de dados comuns entre operadores e de envolvimento dos interessados, nomeadamente na seleção das soluções tecnológicas de troca de dados. Face aos contributos da consulta, a ERSE só sublinha a necessidade de os operadores de rede fazerem os melhores esforços para adotar soluções técnicas que sirvam critérios de eficiência e segurança dos dados, por um lado, mas também de agilidade no seu tratamento pelos agentes. Em particular num contexto de volumes de dados crescentes e de relações comerciais e serviços tendencialmente mais complexos.

Num modelo de separação de atividades entre a comercialização e a participação em autoconsumo, a ERSE evitou sobrecarregar os comercializadores com obrigações respeitantes a uma atividade alheia, incluindo no âmbito do conteúdo mínimo da fatura. Os clientes autoconsumidores têm acesso aos dados de energia na plataforma eletrónica do operador de rede. Não obstante, os comercializadores podem ter acesso a informação suficiente para prestar esclarecimentos mais detalhados aos seus clientes, incluindo os efeitos da participação em autoconsumo.

Sobre a sugestão de disponibilização dos dados da produção total da UPAC instalada *behind-the-meter*, a ERSE esclarece que, estritamente, a energia gerida pela EGAC é a injeção na rede por uma instalação com UPAC (e não a produção total). O acesso a esse dado adicional pode sempre ser obtido via consentimento expresso do titular da instalação. Acresce que o processo de recolha de dados de produção total das UPAC

é atualmente pouco fiável e pouco eficaz. A disponibilização de dados sobre a produção total das UPAC ligadas à rede (como instalações de produção), essa sim, está prevista nos dados a receber pela EGAC.

Ainda sobre a disponibilização de dados de medição de ativos *behind-the-meter*, tal como a ERSE referia no documento justificativo da proposta de revisão do Guia, os pontos de medição internos para efeitos de serviços da resposta da procura e serviços de flexibilidade devem ser tratados no contexto do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição de eletricidade. A utilização destes equipamentos para efeitos de faturação do fornecimento, por exemplo no contexto de multicontratação, deverá ser objeto de discussão após a transposição da legislação europeia, sem prejuízo dos regimes especiais como a mobilidade elétrica, que tem também um regulamento próprio.

Os contributos mencionaram um desfasamento entre os prazos de fecho definitivo de dados de energia, incluindo o processo de objeção, e os prazos de prescrição e caducidade. Efetivamente, o prazo de fecho de dados definitivos em 6 meses pode ser prolongado caso o comercializador apresente objeção (no prazo de 30 dias úteis), a que acresce o prazo de apreciação da objeção pelo operador de rede (30 dias úteis). À semelhança da discussão sobre os prazos da disponibilização de dados, também nas objeções se coloca a necessidade de estabelecer um equilíbrio entre o prazo necessário para avaliação dos dados, objeção e tratamento da mesma, por um lado, e as consequências que o atraso no fecho definitivo dos dados provoca nos agentes de mercado. A ERSE reconhece que o período previsto na proposta não assegura este equilíbrio. Assim, a ERSE incluiu no Guia a solicitação de envio de proposta, pelo operador da RND e pelo gestor global do SEN, relativamente a uma reformulação e sistematização dos prazos associados ao tratamento e disponibilização de dados (vd. ponto 2.3.6.4 deste Relatório). Importa referir que, com as redes inteligentes e com as medidas discutidas anteriormente de fecho dos dados das instalações participantes na mobilidade elétrica ou em autoconsumo, as correções de dados entre a disponibilização em M+3 e em M+6 deverão ser pouco significativas.

Ainda sobre o procedimento de objeção, a ERSE considera indesejável conceder um prazo superior para apreciação pelo operador de rede, ainda que seja para aumentar a janela de agendamento de visita combinada. A eventual correção de dados de uma instalação impacta em todas as restantes, seja pela correção das carteiras (fator de adequação), seja na liquidação de desvios, seja até num autoconsumo coletivo, se for o caso. Assim, a rápida conversão dos dados de consumo em definitivos não é apenas um valor para o titular da instalação, é-o para todo o SEN. No caso de a visita não ocorrer por facto imputável ao cliente, aplicam-se os mecanismos previstos para o impedimento de acesso.

A EDP e a E-REDES propõem que o Guia clarifique que os comercializadores têm direito de acesso aos dados discriminados de consumo (diagramas de carga) dos seus clientes de BTN. A ERSE esclarece que a regra que prevê que o comercializador apenas tem acesso “automático” aos dados agregados (dados por período tarifário, diários), decorreu da necessidade de proteção dos dados pessoais dos clientes. Essa necessidade foi sinalizada pela própria Comissão Nacional de Proteção de Dados, na [Consulta Pública n.º 70](#), em 2019, aquando da aprovação do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes. A ERSE clarificou o articulado do Guia neste sentido. Note-se que estas limitações só se aplicam no caso de o titular da instalação ser pessoa singular. Nessa medida, a alteração promoveu uma maior harmonização entre as instalações em BTN e as restantes, segregando a disponibilização de dados discriminados em função do titular da mesma e não do tipo de fornecimento.

A ERSE compreende o ónus administrativo que representa a gestão dos consentimentos dos clientes. No entanto, considera-se que podem ser adotadas formas de remeter para o comercializador a responsabilidade pela sinalização do consentimento, sem que isso implique uma verificação exaustiva pelo operador de rede. Na ótica do comercializador, a condição de consentimento de acesso aos dados discriminados pode ser tratada tal como diversas outras condições contratuais, o que aliás é prática corrente em diversos contratos que regem a prestação de serviços na sociedade atual. A ERSE clarificou a redação do Guia, atribuindo à entidade requerente do acesso aos dados a responsabilidade por assegurar a legitimidade desse pedido, mantendo os elementos comprovativos desse direito. Por sua vez, foi introduzida na versão final do Guia a exigência de verificação *ex post* do direito de acesso, por parte do operador de rede, com periodicidade trimestral e por amostragem, com a finalidade de garantir a continuidade da legitimidade de acesso aos dados por parte das entidades, assegurando, assim, que o direito de acesso aos dados se mantém ativo. Este modelo será, assim, próximo do que vigora para o processo de mudança de comercializador (vd. artigos 19.º e 21.º da [Diretiva n.º 15/2018](#), de 10 de dezembro).

Em particular, no caso das entidades terceiras, a clarificação da redação teve em consideração que não se trata necessariamente de agentes de mercado registados ou regulados. Nessa medida, prescreveu-se um modelo de verificação individual, o qual pode concretizar-se, por exemplo, através do modelo já implementado por alguns operadores, no qual o próprio titular é chamado a confirmar o pedido de acesso de um terceiro, numa plataforma eletrónica do operador.

Sobre alguns aspetos mais particulares dos comentários da E-REDES relativamente à disponibilização de dados, apresenta-se de seguida a avaliação da ERSE. A ERSE reconhece que o volume de dados

discriminados em BTN (diagramas de carga), no contexto das redes inteligentes, é muito elevado. O processamento deste volume de dados implica investimentos e custos para o ORD, mas também para os comercializadores. Assim, as medidas de racionalização do processamento e armazenamento de dados são comuns e necessárias. A prática descrita pela E-REDES, que envia os diagramas de carga individuais corrigidos logo que tem lugar a correção, mas não reenvia dados caso não ocorra qualquer alteração dos dados, parece ir no sentido descrito, não se opondo a ERSE a essa prática. Para o efeito, o articulado foi revisto para admitir também essa opção, sem impedir um modelo mais próximo do texto original do Guia, em que o ORD apenas disponibiliza atualizações de dados individuais mensalmente.

A disponibilização dos dados individuais acumulados por período tarifário continua a ser a base para o processo de faturação mais comum. Por outro lado, esses dados são os que mais facilmente são conferíveis pelo cliente diretamente no contador, permitindo manter uma relação dos dados faturados com a leitura direta do contador. Acresce que o ORD reporta que a taxa de fiabilidade das leituras diárias de diagrama de carga inclui um número significativo de falhas, as quais são muitas vezes ultrapassadas com recurso à leitura acumulada, mais fiável. Assim, o modelo de disponibilização de dados inclui a disponibilização de dados individuais discriminados, mas também de dados acumulados diariamente, por período tarifário.

A ERSE não adotou a alteração de nomenclatura sugerida pela E-REDES, quanto à alteração da denominação do consumo mensal acumulado por consumo mensal agregado, para evitar confusão com o uso da expressão “agregado” no contexto dos dados das carteiras de comercialização.

Também não foi acolhida a sugestão da E-REDES e da REN sobre a inclusão da disponibilização de dados pelo operador da RND ao gestor global do SEN, no âmbito do processo de faturação dos encargos da tarifa social, uma vez que a ERSE considera que o Guia beneficia em reter apenas os processos de disponibilização de dados mais perenes e estruturais para o funcionamento do sistema. De facto, as disponibilizações de dados previstas no Guia não esgotam as obrigações dos intervenientes do SEN.

A ERSE reconhece que a participação no mercado de unidades de produção de pequena dimensão e distribuídas na rede torna a recolha individualizada de dados de leitura pelo gestor global do SEN mais complexa. Nalguns casos, devido à arquitetura fechada de comunicações (PLC das redes inteligentes) ou devido à necessidade de processamento pelo ORD (determinação do excedente em autoconsumo coletivo), o acesso pelo gestor global do SEN aos valores diários individuais de injeção na rede para efeito da participação em mercado precisa da intermediação do operador da RND. A ERSE adotou a proposta da E-REDES e da REN, para incluir o gestor global do SEN na lista de entidades destinatárias desta informação (individual e agregada), considerando um período de 6 meses para a respetiva implementação.

2.3.7.2 REQUISITOS DE INTEROPERABILIDADE E PROCEDIMENTOS DE ACESSO AOS DADOS

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta de Guia de Medição refletiu o Regulamento de execução (UE) 2023/1162 da Comissão, de 6 de junho de 2023, relativo a requisitos de interoperabilidade e a procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso a dados de contagem e de consumo ²⁶. Este regulamento estabelece um modelo de referência ²⁷ que define regras e procedimentos a aplicar pelos Estados-Membros de modo a permitir a interoperabilidade no acesso aos dados dos clientes finais ²⁸.

O regulamento determina diversas obrigações aplicáveis aos Estados-Membros, nomeadamente:

- Comunicar à Comissão, até 5 de julho de 2025, com base nas orientações por esta elaboradas, e utilizando o respetivo modelo para reporte, o levantamento das práticas nacionais ²⁹ relativas à aplicação dos requisitos de interoperabilidade e dos procedimentos de acesso a dados e assegurar a conformidade dessas práticas com as obrigações estabelecidas no Regulamento;
- Disponibilizar a todas as partes elegíveis ³⁰ e a todos os clientes finais fácil acesso às informações sobre a organização do mercado nacional relativas às funções e responsabilidades específicas estabelecidas no Regulamento, incluindo a identificação das partes que atuam no mercado nacional como administradores de dados de contagem, administradores de pontos de contagem, fornecedores de acesso a dados e administradores de autorizações;
- Garantir que as empresas de eletricidade aplicam o modelo de referência a partir de 5 de janeiro de 2025.

²⁶ «Dados de contagem e de consumo», leituras de contadores de consumo de eletricidade a partir da rede, de eletricidade introduzida na rede ou de consumo de instalações de produção de energia no local ligadas à rede, incluindo dados validados sobre o histórico e dados em tempo quase real não validados [art.º 2.º, ponto 2 do Regulamento (UE) 2023/1162].

²⁷ «Modelo de referência», os procedimentos necessários para ter acesso aos dados que descrevem o intercâmbio de informações mínimo exigido entre os participantes no mercado [art.º 2.º, ponto 1 do Regulamento (UE) 2023/1162].

²⁸ «Cliente final», o cliente que compra eletricidade para consumo próprio [art.º 2.º, ponto 3 da Diretiva (UE) 2019/944].

²⁹ Informações sobre a aplicação, a nível nacional, do modelo de referência e das várias funções, intercâmbios de informações e procedimentos.

³⁰ «Parte elegível», uma entidade que oferece serviços relacionados com a energia a clientes finais, tais como comercializadores, operadores de redes de transporte e de redes de distribuição, operadores delegados e outros terceiros, agregadores, empresas de serviços energéticos, comunidades de energia de fontes renováveis, comunidades de cidadãos para a energia e prestadores de serviços de balanço, desde que ofereçam serviços relacionados com a energia a clientes finais [art.º 2.º, ponto 6 do Regulamento (UE) 2023/1162].

A proposta de Guia integrou um artigo dedicado aos requisitos de interoperabilidade e procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso aos dados de contagem e de consumo, 1) remetendo, de forma geral, para a legislação e regulamentação aplicáveis e, particularmente, para o Regulamento (UE) 2023/1162, 2) estabelecendo a relação entre os diversos papéis previstos nesse Regulamento e as entidades que os desempenham e 3) fixando as condições de reporte à ERSE das práticas nacionais por cada operador de rede e, bem assim, as obrigações de comunicação e divulgação dessas práticas aplicáveis à ERSE.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Embora esta matéria não tenha recebido comentários na consulta, importa referir que, entretanto, a ERSE publicou ³¹ os modelos de reporte das práticas de cada operador de rede quanto ao acesso aos dados de contagem e de consumo, tendo comunicado essa publicação à Comissão Europeia.

Deste modo, a referência ao prazo para a primeira comunicação do modelo de reporte à ERSE foi substituída pela obrigação de reporte das atualizações ao modelo de tratamento e de acesso aos dados, pelo menos anualmente.

2.3.7.3 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT AO OPERADOR DA RND

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Os operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT têm obrigações de disponibilização de dados aos clientes, aos comercializadores e a terceiros autorizados, tal como previsto genericamente para todos os operadores de rede. Mas acresce uma obrigação de prestação de informação ao operador de rede de montante (da RND), para efeitos de faturação do acesso às redes e para construção das carteiras de comercialização, por exemplo.

No essencial, a proposta de reformulação do Guia mantém as regras atuais, com alguns aperfeiçoamentos: 1) a consideração de RDF ligadas a estas redes de BT, 2) a sincronização dos momentos de disponibilização de dados pelos operadores de rede exclusivamente em BT ao operador da RND com os momentos

³¹ <https://www.erse.pt/eletricidade/procedimentos-de-acesso-a-dados-de-energia/>

aplicáveis ao próprio operador da RND (i.e., d+1, m+1, m+3 e m+6) ou 3) regras de detalhe para apuramento das carteiras dos comercializadores e dos agregadores.

Adicionalmente, atribui-se ao operador da RND a obrigação de aprovação do modelo e do formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de rede exclusivamente em BT, no prazo de três meses após a entrada em vigor do Guia.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A REN comentou que, para efeitos da construção das carteiras de agregação, deve receber os dados de injeção de energia na rede proveniente dos operadores das redes exclusivamente em BT, incluindo a injeção proveniente de RDF ligadas nas redes destes operadores.

A ELERGONE comentou que há dificuldades nos fluxos de informação associados ao fornecimento dos CUR de BT, prejudicando a normalidade das previsões de consumo destes contratos.

A SU Eletricidade refere que a proposta de Guia omite a responsabilidade dos ORD BT disponibilizarem dados de injeção na rede aos agregadores (incluindo o agregador de último recurso).

A E-REDES identifica um conjunto de aspetos em que a disponibilização de dados pelos ORD BT ao operador da RND deve ser clarificada, quer no conteúdo, quer nos prazos. A E-REDES refere que a disponibilização de dados pelos ORD BT ao operador da RND deve ser feita ao nível de cada ponto de interligação entre as redes e que esta informação deve ser disponibilizada independente do modelo utilizado para faturação dos encargos de acesso à rede. No que respeita aos dados no âmbito da mobilidade elétrica, a E-REDES considera que os dados sobre os carregamentos de veículos elétricos na rede do ORD BT (fornecidos a este pela EGME) devem ser agregados por este, por comercializador, e disponibilizados ao operador da RND com agregação por ponto de interligação e ajustados para perdas na rede BT. Estes consumos agregados devem ser segregados dos restantes consumos (dos mesmos comercializadores) não associados a mobilidade elétrica, relativos a instalações de consumo. Este consumo agregado relativo a carregamentos de VE deve ser sujeito às tarifas de acesso à rede para a mobilidade elétrica. Do mesmo modo, a disponibilização do consumo individual dos carregamentos de VE por comercializador do SEN deve ser feita diretamente pelo ORD BT, permitindo que o comercializador processe a sua fatura do CEME, em paralelo com a cobrança do acesso às redes para os consumos da mobilidade elétrica.

A E-REDES refere ainda que os prazos de disponibilização de dados dos ORD BT ao operador da RND, em d+1, m+1, m+3 e m+6, devem ser concretizados de modo a viabilizar os prazos análogos para disponibilização de dados pelo operador da RND. Propõe também que, caso o operador da RND não receba os dados de acordo com os prazos, deve assumir os valores disponibilizados anteriormente. Este comentário relaciona-se com as dificuldades enunciadas pela ELERGONE.

A E-REDES sugere que o Guia clarifique a disponibilização de dados ao operador da RND relativamente às instalações cujos consumos estão isentos de tarifa (e.g., armazenamento autónomo).

Sobre o modelo de faturação dos CUR BT baseado nas quantidades medidas nos postos de transformação MT/BT dos ORD BT, a E-REDES sugere que o Guia deve clarificar vários aspetos, nomeadamente que a faturação do acesso às redes pelo ORD de MT inclui os consumos dos comercializadores (de mercado e do CUR BT), segregando os consumos de mobilidade elétrica que têm uma tarifa de acesso às redes específica. O Guia deve ainda clarificar a integração dos consumos por carteira de comercializador, calculados pelo ORD BT, nas carteiras de comercializador do SEN.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

O articulado foi alterado para incluir o envio dos dados de injeção na rede, por carteira de agregação, relativos a redes exclusivamente em BT, pelo operador da RND ao operador da RNT. Com esta opção, o operador da RND faz a agregação de dados de jusante. Importa notar que o ORD BT deve disponibilizar os dados individuais de injeção na rede aos agregadores, incluindo o agregador de último recurso, aplicando-se o quadro geral de regras para disponibilização de dados pelos operadores de rede. A particularidade dos ORD BT está na disponibilização das carteiras de agregação, por ponto de interligação, ao operador da RND.

Relativamente à disponibilização de dados relativos aos pontos de entrega a ORD BT, para efeitos do fornecimento aos CUR BT, os comentários indicam problemas de incompatibilidade entre a disponibilização de dados pelos ORD BT e os prazos dos processos de disponibilização de dados ao mercado pelo operador da RND. Geralmente, a definição de regras para a troca de dados entre operadores de redes goza de alguma amplitude para permitir a sua definição por acordo. A ERSE optou por solicitar (já foi referido no ponto 2.3.6.4), ao operador da RND e ao gestor global do SEN, uma proposta de calendário coerente para os prazos associados ao tratamento e disponibilização de dados, acautelando as novas realidades do setor elétrico (autoconsumo coletivo, RDF, mobilidade elétrica, contratação de flexibilidade, etc.).

A ERSE acolheu diversas propostas da E-REDES para clarificação da redação do Guia, sem alteração material da regra. Quanto à clarificação da faturação entre o operador da RND e o ORD BT, não se introduziu qualquer alteração pelo facto de o Regulamento Tarifário já regulamentar essa matéria (vd. artigo 27.º).

Relativamente ao tratamento dos fluxos de energia internos à rede do ORD BT e isentos das tarifas de acesso às redes, não se introduziu qualquer particularidade na disponibilização de dados. Com efeito, considera-se que, nesta fase de desenvolvimento inicial do armazenamento, não é oportuno complicar os processos de troca de dados entre operadores.

2.3.7.4 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS PELOS OPERADORES DE RDF AOS OPERADORES DA REDE DE SERVIÇO PÚBLICO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta de Guia incluiu um artigo sobre a disponibilização de dados pelos operadores das RDF aos operadores das redes de serviço público. Esta disponibilização de dados tem analogias fortes com a que se aplica entre os operadores de rede exclusivamente em BT e o operador da RND, em especial considerando a modalidade de faturação dos encargos de acesso à rede baseada nos pontos de interligação entre as duas redes.

Os operadores das RDF são responsáveis por disponibilizar ao respetivo operador da rede de serviço público os dados de consumo e de injeção na rede, por carteira de comercializador ou de agregador. O Guia estabelece os momentos dessa disponibilização, a forma de apuramento dos consumos do comercializador que fornece o operador da RDF e as regras para apuramento dos encargos de acesso à rede (a faturar pelo operador da rede de serviço público ao operador da RDF), incluindo os associados à energia reativa.

Note-se que o modelo implícito nestas regras é o de faturação do acesso às redes pelo operador da RESP ao operador da RDF, pelas quantidades medidas em cada ponto de entrega da RESP a uma RDF. Assim, os encargos imputáveis aos comercializadores apenas incluem a responsabilidade pela energia na respetiva carteira.

Os operadores das redes de serviço público devem definir o modelo e o formato dos dados a disponibilizar pelos operadores de RDF ligadas às suas redes, no prazo de três meses após a entrada em vigor do Guia.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A EDA comenta que, tendo em conta que não existem Redes de Distribuição Fechadas na Região Autónoma dos Açores, a obrigação de aprovação do modelo de dados não é aplicável na Região.

A E-REDES solicita que o Guia clarifique se, para o caso de RDF ligadas na RNT, a disponibilização de dados deve ser dirigida ao operador da RNT ou ao ORD. Sugere ainda a clarificação de que a disponibilização de dados da energia ativa de cada carteira de comercialização deve ser feita ao nível de cada ponto de interligação. E também que devem ser especificados os momentos das disponibilizações em d+1, m+1, m+3 e m+6, de forma a viabilizar os prazos dessas mesmas disponibilizações pelo ORD, e ainda que as disponibilizações em m+3 e m+6 apenas se realizem caso existam diferenças face aos dados anteriormente disponibilizados.

A E-REDES refere ainda que o Guia clarifique a disponibilização de dados ao ORD relativamente às instalações cujos consumos estão isentos de tarifa (e.g., armazenamento autónomo).

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

O articulado foi alterado para incluir o envio dos dados de injeção na rede, por carteira de agregação, relativos a RDF, pelo operador da RND ao operador da RNT. Com esta opção, o operador da RND faz a agregação de dados de jusante. Importa notar que será também o operador da RND quem deve disponibilizar os dados individuais de injeção na rede aos agregadores, incluindo o agregador de último recurso, aplicando-se o quadro geral de regras para disponibilização de dados pelos operadores de rede, a partir da informação que receba do ORDF. Deste modo, minimizam-se as interações do ORDF com os intervenientes do setor.

Relativamente à inexistência de RDF nos Açores, invocada pela EDA, nota-se que essa é a situação de facto em todo o território nacional. Apesar disso, o continente e a Região Autónoma da Madeira têm já prevista a figura do operador de RDF ³². Faz-se notar que a ausência de um modelo de dados definido, após o prazo previsto no Guia, não tem consequências materiais por não existir qualquer RDF registada. Assim, estabeleceu-se uma isenção desta obrigação nas regiões autónomas, até que existam RDF registadas.

³² Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro.

À semelhança do referido a propósito da disponibilização de dados pelos ORD BT, a ERSE optou por solicitar (vd. ponto 2.3.6.4), ao operador da RND e ao gestor global do SEN, uma proposta de calendário coerente para os prazos associados ao tratamento e disponibilização de dados, acautelando as novas realidades do setor elétrico (autoconsumo coletivo, RDF, mobilidade elétrica, contratação de flexibilidade, etc.). Considera-se que essa proposta deverá incluir também o caso das RDF, para assegurar a consistência do modelo.

Relativamente ao tratamento dos fluxos de energia internos à RDF e isentos das tarifas de acesso às redes, não se introduziu qualquer particularidade na disponibilização de dados, com os fundamentos apontados no ponto 2.3.7.3.

2.3.8 REPORTE DE INFORMAÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No âmbito dos indicadores a reportar periodicamente à ERSE, a proposta submetida a consulta: 1) não introduziu alterações significativas ao nível do procedimento de reporte, 2) eliminou diversos indicadores e estabeleceu alguns indicadores novos e 4) determinou o alargamento da obrigação de reporte a todos os operadores das redes de serviço público, em função de cada indicador em particular. Os indicadores foram agrupados em cinco dimensões: 1) A - Medição, 2) B - Integração em rede inteligente, 3) C – Leitura dos equipamentos de medição, 4) D – Anomalias e 5) E – Disponibilização de dados.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Relativamente ao reporte de informação, foram recebidos comentários da E-REDES.

No âmbito dos indicadores relativos à leitura dos equipamentos de medição, o operador sugere que 1) a redação final torne mais clara a diferença entre os indicadores C1 e C2 (taxa de sucesso da leitura de valores acumulados e da leitura de valores desagregados, respetivamente), 2) a descrição do indicador C3 (número de instalações de produção sem leitura diária) clarifique se o conjunto de instalações de produção “sem leitura diária” deve incluir apenas as instalações sem recolha de leituras ou também as instalações sem recolha de diagramas de carga e 3) o detalhe dos indicadores inclua a periodicidade pretendida para o seu apuramento.

No respeitante aos indicadores relativos a anomalias, e em concreto ao indicador D1 (número de anomalias por instalação), a E-REDES dá nota de que, na versão proposta, o artigo 40.º, para o qual remete a desagregação do indicador, não faz referência a anomalias não tipificadas, propondo assim que essas anomalias não sejam abrangidas pelo indicador.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação aos indicadores C1 e C2 a única diferença reside na granularidade dos dados abrangidos pela leitura diária remota. Assim, o indicador C1 respeita a dados acumulados (tipicamente, por período horário) e, em larga medida, suficientes para efeitos de faturação do acesso à rede. O indicador C2 é relativo a diagramas quarto-horários e, face ao maior número de dados a recolher, antecipa-se que apresente pior desempenho que o indicador C1. Foram introduzidas pequenas alterações de redação tendo em vista tornar mais claros estes indicadores. Os indicadores em causa encontram paralelo, por exemplo, no indicador D7 do anterior Guia (no caso de instalações de produção) ou em alguns dos indicadores estabelecidos no n.º 1 do art.º 16.º do RSRI.

Sobre o indicador C3 (Instalações de produção sem leitura diária), cabe recuperar a definição de leitura, como estabelecida no Guia: recolha, pelo operador da rede ou pelo cliente, dos valores das grandezas objeto de medição, registados nos equipamentos de medição. O indicador incide, portanto, nas instalações de produção cuja leitura (seja de valores acumulados, seja de valores desagregados) não é diária e que, na estrutura do Guia, se encontram ao abrigo de regime transitório específico.

Sobre a questão da periodicidade para apuramento dos indicadores, a regra por defeito, como estabelecida no n.º 2 do art.º 101.º do articulado, é a de que o apuramento deve adotar como referência o último dia do semestre objeto de reporte. É esse o caso da maioria dos indicadores estabelecidos. Não obstante, alguns dos indicadores devem ser calculados abrangendo todos os dias do semestre objeto de reporte, presumindo-se que a coluna “Detalhe” permite determinar os indicadores nessa circunstância (e.g., A4, C1, C2). De qualquer forma, no decorrer de 2025, e à semelhança do [exercício](#) realizado no âmbito dos indicadores de desempenho das redes inteligentes, a ERSE, em conjunto com os operadores, deverá estabelecer um modelo de reporte, complementado por um manual de auxílio ao seu preenchimento, para assegurar uniformidade na interpretação e subsequente reporte por parte dos diversos operadores. Admite-se que este planeamento temporal seja compatível com a obrigação de primeiro reporte, prevista para julho de 2026, incidindo sobre o primeiro semestre desse ano.

Por último, o comentário da E-REDES relativo ao indicador D1 motivou a eliminação da referência ao art.º 40.º (na coluna “Desagregação”) que, por enquadrar as anomalias tipificadas não faz referência às não tipificadas. Não obstante, a existência de anomalias não tipificadas deve, no entender da ERSE, ter tradução no apuramento do indicador. A este propósito, e a título complementar, remete-se para a discussão tida no ponto 2.3.5 na sequência do comentário apresentado pela CEVE.

2.3.9 CUMPRIMENTO FACULTATIVO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Por razões de proporcionalidade (meios e estrutura) e de razoabilidade, a proposta de Guia submetida a consulta estabeleceu como facultativo o cumprimento de algumas disposições por parte dos operadores de rede de distribuição (exclusivamente em BT ou fechada).

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta não mereceu críticas dos participantes na consulta. Pelo contrário, 1) a CEVE, na qualidade de operador de rede distribuição exclusivamente em BT, avaliou-a positivamente, entendendo que a estes operadores de rede só devem aplicar-se as disposições que impactem diretamente na atividade desempenhada e que a dimensão informativa/estatística deve ter carácter facultativo, 2) a ACEMEL considerou importante assegurar que as novas exigências técnicas e operacionais, bem como o risco de complexificação excessiva do quadro regulamentar, não agravem assimetrias, afetando de forma desproporcionada os pequenos e médios comercializadores, sobretudo aqueles com menor capacidade técnica e financeira para responder às novas obrigações.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Em relação ao comentário da ACEMEL, que a ERSE acompanha, importa recordar que, atento o quadro legal e regulamentar estabelecido, a grande maioria das disposições previstas no Guia incide em atividades desempenhadas pelos operadores de rede, daí decorrendo a previsão de cumprimento facultativo de algumas disposições exatamente por parte desses operadores. Em relação a outros intervenientes, e particularmente aos comercializadores, o impacte centra-se, sobretudo, na atividade de disponibilização de dados, realçando-se a este propósito que o Guia prevê a realização de consultas de interessados por parte dos operadores, designadamente para o estabelecimento dos meios e formato associados a essa

disponibilização. Ainda neste âmbito, remete-se para a discussão tida no ponto 2.2.2, também suscitada por comentário oferecido pela ACEMEL.

2.3.10 REGIME TRANSITÓRIO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta submetida a consulta estabelecia, no Capítulo IX, um regime transitório para 1) instalações de clientes em BTN não integradas em rede inteligente (aplicável até que essa integração tenha lugar) e 2) instalações de produção sem medição quarto-horária ou sem leitura diária (aplicável até à passagem para regime remuneratório de mercado).

As regras deste regime, como propostas, encontravam-se estabelecidas no anterior Guia, pretendendo-se tão-somente a sua salvaguarda enquanto se mantenham necessárias.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta mereceu comentários da EEM e da E-REDES.

No caso da EEM, e como comentário geral, foi referido que, estando prevista a conclusão da substituição massiva dos contadores convencionais por contadores inteligentes em 2026, se considera prudente manter as regras e práticas atuais, no período transitório, evitando desenvolvimentos ao nível dos sistemas atuais, e propôs que os esforços de implementação sejam direcionados para as alterações necessárias à aplicação das novas regras das redes inteligentes.

Adicionalmente, em relação ao art.º 103.º (Equipamentos de medição inadequados à opção tarifária dos clientes), e para efeitos de distribuição do consumo agregado medido pelos períodos horários, a EEM propôs a consideração de uma casa decimal, em linha com a prática atual (para todas as instalações em BTN, incluindo IP). Com efeito, segundo o operador, a desconsideração dessa casa decimal impactaria nos acertos em faturas já emitidas com consumos estimados, representando maior complexidade e necessidade de alterações de sistema.

Por seu lado, a E-REDES apresentou sugestões de melhoria para os artigos 102.º (Características mínimas dos equipamentos de medição), 103.º (Equipamentos de medição inadequados à opção tarifária dos clientes), 104.º (Leitura) e 107.º (Princípios gerais).

O art.º 102.º previa que os equipamentos de medição do tipo estático deviam estar equipados com datação do diagrama de carga e respetivo registo de eventos. A E-REDES informou estar praticamente concluída a instalação de contadores inteligentes e também que poderão ainda existir contadores estáticos não equipados com datação do diagrama de carga e respetivo registo de eventos, propondo que não se definam estes requisitos para os equipamentos de medição associados ao período transitório.

Em relação ao art.º 103.º, a E-REDES referiu que a recolha de dados pode ser feita com a discriminação “Vazio” e “Fora de Vazio”, sendo que, neste caso, o consumo fora de vazio deve ser repartido na proporção dos períodos “Ponta” e “Cheias”. Adicionalmente, para as instalações de IP, mencionou a possibilidade de transição para BTE (quando se regista potência tomada superior a 41,4 kW), considerando necessária a inclusão do período “Super Vazio”, e sugerindo que a ERSE aplique os mesmos pressupostos para cálculo das proporções.

Sobre o art.º 104.º, a E-REDES considerou que, para efeitos de incorporação nos diagramas de consumo discriminado agregado provisório e definitivo, dos respetivos comercializadores, deve clarificar-se que os consumos determinados entre duas leituras consecutivas, ou determinados por estimativa na ausência de leitura, devem ser perfilados com base no respetivo perfil de consumo inicial, tendo em consideração o período horário, conforme parametrizado no contador.

Por fim, no respeitante ao n.º 2 do art.º 107.º, a E-REDES apresentou uma sugestão de redação resultante dos dados individuais de injeção serem disponibilizados a agregadores e não a comercializadores.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Os comentários apresentados pela EEM merecem total concordância por parte da ERSE. Com efeito, o propósito do regime transitório não é a criação de novas regras, mas apenas assegurar que as atuais se mantêm válidas e disponíveis na medida do necessário. Assim, e como referido no ponto 2.2.1 do presente relatório, as sugestões concretas de alteração apresentadas, particularmente pelos operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, mereceram acolhimento na redação final do Guia. Foi, portanto, também esse o caso da sugestão relativa à introdução de uma casa decimal para a distribuição do consumo agregado, estabelecida nos números 2 e 3 do art.º 103.º.

Como sugerido pela E-REDES, foi eliminada do articulado (art.º 102.º, al. b), subalínea iii) a referência à datação de diagramas de carga e registo de eventos que, no Guia anterior, estava prevista para todos os

níveis de tensão e de fornecimento, exceto para a BTN. Sendo o âmbito do artigo, precisamente, as instalações de clientes em BTN, a sugestão do operador foi acolhida.

Do mesmo modo, a sugestão da E-REDES para prever o período de super vazio para efeitos de desagregação do consumo em instalações de IP teve reflexo no articulado (n.º 3, al. d)), nos termos do ponto 39.2.2 do Guia anterior.

Por sua vez, o comentário da E-REDES relativo aos registos bi-horários (vazio e fora de vazio) não teve reflexo no articulado, assumindo-se como claro que, nesses casos, o consumo do período fora de vazio deve obter-se através do somatório do consumo registado nos períodos de ponta e cheias.

O comentário relativo ao art.º 104.º, no âmbito da aplicação de perfis aos valores acumulados recolhidos através de leitura mereceu também acolhimento no articulado, circunscrevendo-se a sua aplicação a Portugal continental.

Por último, relativamente ao n.º 2 do art.º 107.º, foi eliminada a referência aos comercializadores, como identificado pela E-REDES, uma vez que estão em causa, unicamente, dados de injeção na rede.

2.3.11 PRAZOS DE IMPLEMENTAÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta de reformulação do Guia, como submetida a consulta, previa um conjunto de novas obrigações, fundamentalmente aplicáveis aos operadores de rede, relativas à implementação de requisitos ou à submissão de propostas, acompanhadas dos respetivos prazos.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

No âmbito dos prazos de implementação propostos, foram recebidos alguns comentários dos participantes na consulta.

O Conselho Consultivo recomendou que, no estabelecimento destes prazos, a ERSE tenha em devida consideração as preocupações ou propostas apresentadas pelos agentes.

Na mesma linha, a ELECPOR referiu que, nos casos em que seja necessário promover alterações de equipamentos ou sistemas de medição, deverá ser concedido um “período de adaptação alargado”.

Por seu lado, a REN propôs que os prazos estabelecidos fossem, no mínimo, de seis meses.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

O comentário do Conselho Consultivo foi tido em boa conta na apreciação realizada às contrapropostas apresentadas pelos intervenientes na consulta e, nos termos melhor fundamentados neste relatório, em função de cada matéria específica, motivou alguns ajustes nesses prazos.

O comentário da ELECPOR foi também considerado embora, e salvo melhor opinião, não se estabeleçam novos requisitos ou funcionalidades aplicáveis aos “equipamentos ou sistemas de medição”, nesta reformulação do Guia.

Em resposta ao contributo oferecido pela REN, entende-se importante tratar cada prazo estabelecido de forma individualizada. Com efeito, alguns desses prazos respeitam a matérias que, já hoje, se encontram concretizadas, remetendo para (eventuais) aperfeiçoamentos ou atualizações, que se creem compagináveis com prazos inferiores ao proposto pela REN (e.g., meios e formatos para disponibilização de dados). Noutros casos, tratando-se de matérias novas, o prazo mínimo proposto pela REN, em geral, encontra-se salvaguardado. Sem prejuízo, foram introduzidas alterações face à proposta submetida a consulta, atentos os comentários recebidos. São disso exemplo, no caso de prazos aplicáveis à REN, matérias como os quadros de regras gerais a aplicar em instalações de especial complexidade (o prazo foi alargado de três para 12 meses) ou os requisitos de interoperabilidade, comunicações e segurança aplicáveis aos equipamentos de medição (o prazo foi alargado de 30 dias para seis meses).

Finalmente, foi incluído um prazo geral de entrada em vigor e produção de efeitos, de 30 dias, que visa permitir a adaptação por parte de todos os implicados, sobretudo os operadores e agentes de mercado.

2.4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

Neste capítulo discutem-se os comentários relativos a temas que suscitaram questões muito específicas por parte dos participantes e/ou cujo número de comentários recebidos foi reduzido, face aos temas dos capítulos anteriores. O teor destes comentários foi tido em consideração na decisão final da ERSE, sendo apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto. Os comentários estão organizados por tema. A numeração das normas, tal como sucede para os restantes pontos deste relatório, faz referência à versão proposta em consulta.

2.4.1 INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO E INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ACEMEL</p> <p>“A proposta de introdução de regras específicas para instalações de produção e armazenamento é bem acolhida. No entanto, a ACEMEL reforça que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • As regras de medição e estimativa devem ser claramente parametrizáveis e replicáveis por todos os comercializadores; • Os critérios usados pelos operadores para estimativas devem ser transparentes e auditáveis, de forma a garantir segurança e confiança na informação transmitida.” 	<p>A ERSE toma boa nota do comentário da ACEMEL, que acompanha, tendo procurado salvaguardar as preocupações manifestadas no exercício de reformulação do Guia.</p>

2.4.2 DEFINIÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p>A REN sugere a alteração da designação de «período horário» previsto no artigo 2.º do Guia para «período quarto-horário», considerando que o mercado organizado está em processo de alteração para que as transações aí estabelecidas tenham essa periodicidade.</p>	<p>Nos termos da redação atual do Guia, o período horário é o intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço. A alteração sugerida não é concordante com o conceito em causa, pelo que não foi incluída.</p>
<p>EDP</p> <p>A empresa sugere que a alteração da redação da alínea u) do n.º 2 do artigo 2.º que define o “Período horário”.</p> <p>A EDP entende que esta definição tem como objetivo estabelecer os períodos para os quais a faturação de acessos às redes é realizada ao mesmo preço (e.g., pontas e cheias) e não a energia ativa. Assim, sugere a sua clarificação de forma que a referência à energia ativa seja apenas considerada como base para a faturação de acessos à rede. Acresce que este esclarecimento deve ser adotado em todas as peças regulamentares, onde este conceito se aplique, como é exemplo o Regulamento Tarifário do SEN.</p>	<p>A revisão desta definição não foi identificada como necessária, nem identificadas situações em que o conceito tenha prejudicado a compreensão e aplicação do Guia de Medição ou outra peça regulamentar. Neste contexto, e como também é reconhecido no comentário, a alteração de definições é um exercício que extravasa o âmbito de aplicação do Guia de Medição. Assim, não foi acolhida a sugestão.</p>

2.4.2 DEFINIÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Selectra</p> <p>“(…) Clarificação do conceito de "dados validados", nomeadamente através da sua inclusão nas definições constantes do art.º 2.º do Guia (...)”</p>	<p>A definição de “dados validados sobre o histórico de contagem e de consumo” é feita no Regulamento de execução (UE) 2023/1162 da Comissão, de 6 de junho de 2023, que não carece de transposição para a legislação nacional. Ainda assim, a ERSE acolheu o comentário, e introduziu essa definição no correspondente artigo do Guia.</p>

2.4.3 CIBERSEGURANÇA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>E-REDES</p> <p><i>N.º 2 do artigo 5.º - Cibersegurança</i></p> <p>“... a E-REDES dá nota que o conceito de impacto relevante ou substancial não se encontra concretamente definido. Assim, importa utilizar definições concretas, pelo que se propõe substituir estes conceitos pelo conceito de incidente significativo, definido pela Diretiva (UE) 2022/2555 (Diretiva NIS2), destinada a garantir um elevado nível comum de cibersegurança em toda a União, no seu artigo 40.º.</p> <p>Ainda no número 2, e relativamente à informação de todas entidades com as quais participa em processos de troca e informação, a E-REDES entende que não só este conceito é vago e difícil de determinar, como não seria relevante para todas as entidades que não fossem potencialmente afetadas pelo incidente receber essa informação, causando alarme e confusão. Neste sentido, a E-REDES sugere que este dever de informação seja limitado às entidades que possam ser afetadas pelo mesmo incidente significativo.”</p> <p><i>N.º 3 do artigo 5.º - Cibersegurança</i></p> <p>“... a E-REDES sugere, por ser mais abrangente e por uma questão de uniformização, uma redação semelhante à que consta do número 3 do artigo 4.º do Regulamento de Operação das Redes (ROR), que inclui expressamente a notificação às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço.</p> <p>Propostas da E-REDES para a redação:</p>	<p>Efetivamente, a introdução do conceito de "incidente significativo", tal como definido no n.º 3 do artigo 23.º da Diretiva (UE) 2022/2555 (Diretiva NIS2), em substituição dos termos "impacto relevante ou substancial", não só contribui para uma maior precisão e uniformidade na interpretação e aplicação das obrigações de reporte de incidentes de cibersegurança, como promove a harmonização com o enquadramento jurídico europeu. Neste contexto, a ERSE acolheu a sugestão apresentada, tendo alterado o articulado em conformidade.</p> <p>No que respeita à redação proposta para o n.º 2 do art.º 5.º, e em particular à referência à obrigação de informar “... outras entidades com as quais participa em processos de troca de informação”, reconhece-se que a formulação em causa pode suscitar ambiguidades quanto ao seu âmbito de aplicação e conduzir à comunicação de incidentes a entidades que não apresentam uma relação de risco efetiva com o incidente em causa. Assim, a ERSE concorda com a sugestão de alteração da redação, em linha com os princípios da relevância da informação partilhada e da coordenação eficaz entre entidades potencialmente afetadas pelo incidente.</p> <p>Por fim, a ERSE acolheu igualmente a proposta de harmonização da redação do n.º 3 do art.º 5.º com o disposto no n.º 3 do art.º 4.º do Regulamento de Operação das Redes, que prevê a obrigatoriedade de notificação às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço, tendo sido o articulado ajustado em conformidade.</p>

2.4.3 CIBERSEGURANÇA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>• Alterar o n.º 2 e o n.º 3 do artigo 5.º de acordo com a seguinte redação:</p> <p>2 - No caso de um ataque cibernético a um operador de rede, utilizador de rede ou agente de mercado, logo que a entidade sujeita ao ataque conclua que existe ou possa vir a existir impacto significativo, informa desse facto as outras entidades com as quais participa em processos de troca de informação e que possam vir a ser afetadas pelo referido incidente.</p> <p>3 - No âmbito da notificação prevista no número anterior, os operadores de rede e os agentes de mercado dão conhecimento à ERSE de qualquer acesso ilegítimo ou não autorizado do exterior aos seus sistemas, sem prejuízo da notificação às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço, bem como a outras entidades previstas na lei.”</p>	
<p>EDP</p> <p><i>Artigo 5.º - Cibersegurança</i></p> <p>“... constatámos que o mesmo, no seu teor, utiliza uma terminologia “impacto relevante ou substancial” a qual não tem correspondência com a terminologia utilizada na Diretiva (UE)2022/2555 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de dezembro, relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de cibersegurança na União, designada Diretiva NIS2.</p> <p>[...] cremos que seria pertinente salvaguardar a coerência entre o GMLDD e a legislação europeia relativa à cibersegurança atualmente em vigor, designadamente quanto à terminologia a utilizar, como seja “incidente significativo” em substituição de “impacto relevante ou substancial”.</p> <p>[...] também nos parece relevante que seja assegurada a clarificação e densificação do próprio conceito em consonância com a legislação referente ao Regime Jurídico do Ciberespaço e subsequentes instruções técnicas emitidas pela respetiva Autoridade Nacional, por forma a evitar dispersão de critérios quanto à definição de “impacto”.</p> <p>No que concerne ao n.º 3 não compreendemos o que está subjacente ao critério de notificação à ERSE se encontrar condicionado à existência “...</p>	<p>Conforme referido nas observações ao comentário anterior, a ERSE concorda com a substituição da terminologia “impacto relevante ou substancial”, constante na redação inicialmente proposta no articulado, pelo termo “incidente significativo”, tal como definido no n.º 3 do artigo 23.º da Diretiva NIS 2.</p> <p>A ERSE reconhece a pertinência da observação apresentada quanto à limitação, na redação do n.º 3 do art.º 5.º, à obrigatoriedade de notificação à ERSE apenas nos casos de “acesso ilegítimo ou não autorizado do exterior” aos sistemas. A formulação atual pode ser interpretada como restritiva, excluindo outras situações igualmente relevantes do ponto de vista da cibersegurança, como acessos ilegítimos de origem interna ou incidentes de outra natureza que podem igualmente comprometer a segurança, integridade e disponibilidade dos sistemas.</p> <p>Assim, foi revista a redação do n.º 3 do art.º 5.º, com o objetivo de assegurar coerência com o disposto no n.º 2 do mesmo artigo e de abranger, de forma mais adequada, a diversidade de incidentes de cibersegurança suscetíveis de ocorrer. A classificação destes incidentes encontra-se prevista no artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 65/2021, de 30 de julho, sendo a respetiva taxonomia de classificação detalhada na página da internet da Rede Nacional de CSIRT.</p>

2.4.3 CIBERSEGURANÇA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>qualquer acesso ilegítimo ou não autorizado do exterior aos seus sistemas...” (sublinhado nosso) e deixando de fora, por exemplo, acessos ilegítimos ou não autorizados de origem interna, considerando que os atores internos tendem, de igual modo, a provocar impacto(s) severo, bem como ataques de negação de serviço, sendo que esta condição não está consagrada no n.º 2 do Artigo 5º.”</p>	

2.4.4 SERVIÇOS OPCIONAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ACEMEL</p> <p><i>Art.º 6.º - Serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais</i></p> <p>“A proposta da ERSE relativa aos serviços opcionais deve garantir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transparência na definição dos serviços e dos seus custos; • Que serviços essenciais à atividade dos comercializadores não sejam arbitrariamente classificados como “opcionais”; • A possibilidade de contestação ou revisão por parte dos comercializadores, com base em critérios objetivos.” 	<p>De um modo geral, entende-se que as garantias defendidas pela ACEMEL, no quadro dos princípios gerais aplicáveis aos serviços opcionais, se encontram salvaguardadas no art.º 18.º do RRC, na redação atual, para o qual o art.º 6.º do Guia remete.</p> <p>Não obstante, a ERSE acompanha de perto esta matéria sendo que, como exemplo de reforço desse acompanhamento no exercício de reformulação do Guia, se dá nota da obrigação agora estabelecida de envio anual à ERSE, pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso, de uma caracterização da disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais incluindo, pelo menos, a identificação, a quantificação e os respetivos custos.</p>

2.4.5 INSTALAÇÕES COM DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>REN</p> <p><i>Art.º 10.º - Instalações com duplo equipamento de medição</i></p> <p>“A classificação de duplo equipamento de medição na atual redação do GMLDD pressupõe a</p>	<p>Ao contrário do que sucedia até à alteração do RRC promovida em 2023 (Consulta Pública n.º 113), o quadro regulamentar vigente não estabelece como obrigatória a consideração dos</p>

2.4.5 INSTALAÇÕES COM DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>utilização na faturação das medições obtidas dos dois equipamentos, por intermédio da média ponderada dos registos de ambos. Por motivos de operacionalização e uniformização, transparência e equidade de tratamento, é preferível a regra estar bem definida em vez da possibilidade de acordo caso a caso.”</p>	<p>registos do segundo equipamento de medição para efeitos de faturação.</p> <p>Por outro lado, de acordo com a informação prestada pelo operador da RND, o número de instalações com um segundo equipamento de medição instalado é residual (três instalações em MAT e três instalações em AT), pelo que se entende que o tratamento casuístico destas situações é o mais adequado. Faz-se notar que, nos termos do n.º 7 do art.º 185.º do RRC, as situações pré-existentes se encontram salvaguardadas, isto é, mantém-se o anterior quadro de regras aplicável a essas instalações.</p> <p>Pelas razões expostas, a sugestão da REN não motivou alterações à proposta inicial.</p>
<p>CEVE</p> <p>“Artigo 10.º é nosso entendimento que o mesmo refira que se encontra em linha com a habilitação regulamentar dada pelo RRC (art.º 184.º, números 4 a 6), prevê-se a possibilidade de se constituírem como pontos de medição os pontos internos às instalações dos utilizadores da rede.”</p>	<p>O racional que presidiu à introdução das normas referidas consta da alteração ao RRC promovida em 2023, acessível através do link indicado nas observações oferecidas ao comentário anterior.</p> <p>O caso das instalações com duplo equipamento de medição, estabelecido no RRC desde a sua versão inicial (1998), não tem relação direta com essas normas, estabelecidas para equipamentos de medição com função distinta da dupla medição, razão pela qual o comentário da CEVE não foi acolhido.</p>

2.4.6 ADEQUAÇÃO DO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>EDA</p> <p>“ARTIGO 20.º ADEQUAÇÃO DO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO</p> <p>Deverá ser clarificado o âmbito/abrangência do procedimento a adotar para UPAC não sujeitas a controlo prévio, e sem contrato de venda do excedente, considerando que, não existindo esse controlo, o operador de rede não terá</p>	<p>É precisamente esse o propósito do procedimento, cujas referências regulamentares, no quadro vigente, constam do ponto 23 do Guia e do art.º 22.º do RAC ³³.</p> <p>O procedimento em vigor em Portugal continental foi aprovado através da Diretiva n.º 11/2016, de 9 de junho (v. Anexo I), que agora se revoga.</p>

³³ Detalhe adicional disponível no âmbito da Consulta Pública n.º 82, relativa à regulamentação do autoconsumo (Ponto 5.1 do [documento justificativo](#))

2.4.6 ADEQUAÇÃO DO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
conhecimento formal da UPAC e, nestas circunstâncias, a instalação de consumo com produção própria pode ser facilmente confundida com uma instalação de consumo sem produção própria.”	
<p>CEVE</p> <p>“Artigo 20.º É nosso entendimento que os equipamentos de medição devem estar parametrizados por defeito para registo bidirecional, uma vez que se evita todas as vicissitudes de um processo de parametrização (bugs informáticos, tempo de resposta, etc...), quer ele seja executado de forma remota ou local”</p>	<p>Efetivamente, a parametrização por defeito para registo bidirecional, como proposta no n.º 3 do art.º 12.º do articulado submetido a consulta, salvaguarda as situações de UPAC não sujeitas a controlo prévio, e sem contrato de venda do excedente. Em Portugal continental, a generalização de contadores inteligentes possibilita, assim, abdicar do procedimento, razão pela qual se revoga a Diretiva n.º 11/2016, de 9 de junho.</p> <p>Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto essa generalização não tiver lugar, o procedimento pode ser relevante.</p> <p>No articulado, circunscreve-se a aplicação do procedimento às regiões autónomas dos Açores e da Madeira.</p>

2.4.7 CONTROLO DA POTÊNCIA CONTRATADA REALIZADO PELO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>E-REDES</p> <p><i>Artigo 23.º - Controlo da potência contratada realizado pelo equipamento de medição</i></p> <p>“(…) o objetivo do ICP é fazer o controlo de potência comercial e não a proteção da instalação, pelo que devem existir sempre outros elementos para o efeito, nomeadamente disjuntores no quadro do cliente, ou o DCP regulado para o máximo nos casos em que este se manteve pelo facto da instalação do cliente não ter elemento equivalente. Inclusivamente, devido à utilização prevista para o ICP, as características do mesmo poderão não ser adequadas em algumas circunstâncias para assegurar a segurança de pessoas e bens.</p> <p>Tendo isto em conta, a E-REDES propõe retirar a referência à salvaguarda de pessoas e bens do</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão da E-REDES, tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

2.4.7 CONTROLO DA POTÊNCIA CONTRATADA REALIZADO PELO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
número 5, já que essa salvaguarda deve ser garantida no âmbito do número 3 e 4 do mesmo artigo.”	

2.4.8 IMPOSSIBILIDADE DE ACESSO REMOTO POR FACTO IMPUTÁVEL AO TITULAR DA INSTALAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>SU Eletricidade</p> <p><i>Art.º 38.º - Impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao titular da instalação</i></p> <p>“É importante clarificar como a SU ELETRICIDADE, na qualidade de AUR, irá receber as notificações relativas à disfuncionalidade do sistema de telecontagem.”</p>	<p>O procedimento em causa encontra-se estabelecido no Guia desde 2015, envolvendo instalações de consumo e os respetivos comercializadores.</p> <p>O processo de reformulação do Guia abrange (em pé de igualdade com as instalações de consumo) as instalações de produção e as de armazenamento, daí a previsão de tomada de conhecimento pelos agregadores.</p> <p>O detalhe relativo à operacionalização da notificação é da responsabilidade dos operadores de rede, não se antecipando, contudo, razões para diferenciação face ao procedimento vigente envolvendo os comercializadores.</p>

2.4.9 DIVULGAÇÃO DOS PERFIS DE PERDAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>E-REDES</p> <p><i>Artigo 73.º - Divulgação dos perfis de perdas</i></p> <p>“... a E-REDES nota que não está previsto no artigo 73.º a obrigatoriedade de o operador da RNT enviar ao operador da RND, previamente ao dia 31 de dezembro de cada ano, os perfis de perdas aplicáveis à RNT. Assim, de maneira que o operador da RND possa garantir o cumprimento das disposições que lhe são aplicáveis, a E-REDES propões introduzir no artigo 73.º a referida obrigação de envio dos perfis de perdas pelo operador da RNT ao operador da RND de forma atempada.</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão da E-REDES, tendo alterado o articulado em conformidade.</p>

2.4.9 DIVULGAÇÃO DOS PERFIS DE PERDAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Propostas da E-REDES para a redação:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adicionar um número 4 ao artigo 73.º de acordo com a seguinte redação: <p>4 - O operador da RNT deve enviar os perfis de perdas ao operador da RND, antes do dia 31 de dezembro de cada ano.”</p>	

2.4.10 ACESSO À PORTA SÉRIE DE COMUNICAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Greenvolt</p> <p>O comercializador Greenvolt, refere a respeito do acesso à a porta série de comunicação (módulo HAN), que é um serviço não regulado sendo que o operador de rede cobra quase 500 € (a clientes de média tensão) para a disponibilização de sinais.</p> <p>Entende que este serviço deveria ser regulado, sendo estabelecidas regras e preços mais acessíveis para acesso à porta HAN dos contadores, permitindo retirar informação em tempo real.</p>	<p>A definição dos serviços regulados, ou seja, serviços para os quais a ERSE define um preço, constam, genericamente, da decisão tarifária. Neste exercício são considerados os serviços para os quais é identificada grande procura, devendo a ERSE assegurar condições de acessibilidade de preço e equilíbrio custo/benefício do serviço prestado.</p> <p>Em face da sugestão, a ERSE avaliará, em sede de decisão tarifária, a pertinência da definição de um preço regulado para o serviço identificado.</p>

2.4.11 APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>E-REDES</p> <p>Na perspetiva da E-REDES, o n.º 2 do artigo 45.º pretende estabelecer um critério para a determinação da compensação quando não há histórico de consumo disponível.</p> <p>A E-REDES considera que se a intenção do artigo é definir um método de cálculo da compensação quando esta já seja aplicável, nos termos do artigo 14.º, n.º 2, do RAIE, e não criar, por si só, uma obrigação de compensação. Assim, sugere uma</p>	<p>A sugestão foi acolhida na redação do articulado.</p>

2.4.11 APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>reformulação do n.º 2 do artigo 45.º, garantindo que este apenas estabelece um critério de determinação da compensação nos casos em que esta já esteja devidamente enquadrada.</p> <p>Propostas da E-REDES para a redação:</p> <p>“Nos casos em que seja devida compensação nos termos do n.º 2 do artigo 14.º do RAIE, e em que não exista histórico de consumos disponível, o valor da compensação corresponde, pelo primeiro dia de interrupção, ao valor do consumo médio diário e da potência, determinados nos termos do número anterior, multiplicado por 30 dias, e, para os restantes dias, ao valor do consumo médio diário.”</p>	

2.4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Selectra</p> <p>“(…) atualmente, o acesso ao RPE só pode ser solicitado pelo titular do contrato, através de canais limitados (telefone ou Balcão Digital da E-REDES), o que impõe um processo moroso e pouco acessível, em particular para consumidores com baixa literacia digital, como existem vários.</p> <p>Esta limitação tem-se revelado especialmente problemática quando o titular dos dados já concedeu o seu consentimento expresso a terceiros, como a SELECTRA, para aceder à informação. No entanto, o sistema atual de acesso impede esse acesso, mesmo por terceiros autorizados, o que, a nosso ver, contraria os princípios do Regulamento (UE) 2023/2854, que visa garantir a partilha livre e segura dos dados pelos seus titulares.”</p>	<p>O tema do acesso ao registo do ponto de entrega (RPE) por entidades terceiras autorizadas, deve ser enquadrado no âmbito dos procedimentos de mudança de comercializador, e não no do Guia.</p>
<p>Selectra</p> <p>Redução significativa do prazo de 15 dias úteis para acesso aos dados, que se revela excessivo à luz de um sistema informatizado e digitalizado.</p>	<p>A ERSE tomou boa nota do comentário formulado, e decidiu reduzir o prazo de acesso aos dados, de um máximo de 15 dias úteis, previstos na proposta de articulado, para um máximo de 5 dias úteis, uma vez recebidos os elementos que comprovem a autorização do titular dos dados por parte da entidade responsável pela sua disponibilização, salvaguardando a</p>

2.4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
	norma específica sobre esta matéria estabelecida no RAC (art.º 37.º, n.º 6, na redação atual).
<p>Selectra</p> <p>“Implementação de um mecanismo de acesso automatizado, seguro e imediato, nomeadamente através de interfaces de programação de aplicações (API) ou soluções técnicas equivalentes aos dados de consumo e técnicos, de modo a evitar a necessidade de recurso ao Balcão Digital da E-REDES (...);</p> <p>Criação de um mecanismo de autorização eletrónica simples e segura, que permita ao consumidor autorizar direta e expressamente a partilha dos seus dados com terceiros de confiança, como a SELECTRA. (...).</p> <p>Implementação de um sistema técnico centralizado e interoperável, que facilite a atuação de todas as partes elegíveis, em igualdade de circunstâncias e com base nos princípios de neutralidade, transparência e não discriminação.”</p>	<p>No que respeita às plataformas de disponibilização de dados dos operadores de rede, a ERSE reconhece e explicita no Guia que o acesso deve ser gratuito, estruturado e automatizado, ou seja, não deve representar, pela sua natureza, um entrave à dinamização do mercado. A plataforma eletrónica deve, por isso, ser assente em soluções tecnologicamente neutras e em protocolos abertos, para que sejam garantidas a eficiência dos processos e condições equitativas no acesso, por parte dos agentes de mercado.</p> <p>Ainda sobre esta matéria, a ERSE permanece inteiramente disponível para acolher contributos e recomendações que reflitam as melhores práticas atualmente adotadas neste tema, em especial no que respeita ao acesso a dados de forma rápida, segura e transparente.</p>
<p>Selectra</p> <p>“Propõe-se que seja igualmente garantido o acesso à informação técnica mínima relativa a pontos de entrega inativos (sem contrato ativo), incluindo nomeadamente o CPE/CUI e a potência instalada. (...)”</p>	<p>Embora o acesso massificado ao RPE já se encontre previsto nos atuais procedimentos de mudança de comercializador, a sugestão relativa à garantia de acesso a informações técnicas de pontos de entrega inativos, ou seja, sem contrato de fornecimento, deve ser analisada de forma diferenciada, no âmbito de uma futura revisão dos referidos procedimentos.</p>
<p>REN</p> <p>(art.º 89.º) «Habitualmente a etiqueta ou time stamp corresponde ao final do período de 15 minutos e não início.</p> <p>A medida proposta para os dados de medição corresponderem ou resultar de saldos quarto-horários é uma boa medida por harmonizar com pontos de contagem onde o saldo já é aplicado. Deve ter-se em consideração o tempo adequado para a sua implementação, pelo que se sugere uma fase transitória de pelo menos 12 meses onde possam perdurar as 2 metodologias.</p> <p>Relativamente ao ponto 6 do artigo 89º não se percebe o objetivo do pretendido, pelo que se solicita a clarificação do mesmo.»</p>	<p>As etiquetas dos dados são meras convenções. Esta convenção está estabelecida no Guia desde 2015, pelo que se manteve.</p> <p>Relativamente à utilização de saldos, importa referir que já está prevista para os casos relevantes anteriormente a esta alteração do Guia. São exemplos da aplicação de saldos: a participação em autoconsumo, a faturação na fronteira MAT/AT ou o tratamento da regeneração da energia de frenagem, na ferrovia.</p> <p>A finalidade da norma que refere a «partilha dos serviços e sistemas de disponibilização de dados ao operador da RNT e ao operador da RND» tem por objetivo permitir expressamente a partilha de sistemas e plataformas de gestão de dados entre vários operadores de rede, reduzindo os custos e o esforço de cumprimento das obrigações nesta matéria.</p>

2.4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
	Esta realidade tem sido incentivada pelas redes inteligentes, que representam um esforço tecnológico e económico dos ORD BT, os quais podem obter sinergias desta cooperação entre operadores.
<p>REN</p> <p>«Entende-se que o operador da RNT enquanto Gestor Global do SEN, tem atribuído o estatuto de Parte Elegível Autorizada, pelo Regulamento de Execução (UE) 2023/1162, de 6 de junho de 2023, podendo solicitar sempre que necessário o serviço de disponibilização de Diagrama de carga diário individualizado.»</p>	Reconhecendo o papel especial do gestor global do SEN, foi clarificado, no artigo relativo aos princípios da disponibilização de dados pelos operadores de redes, que este operador tem interesse legítimo para aceder aos dados individuais discriminados de consumo, quando as instalações participem em mecanismos de mercado ou regulados, geridos pelo GGS, para os quais releva o acesso a esta informação.
<p>REN</p> <p>«Para o Gestor Global do SEN cumprir com as funções e responsabilidade que lhe estão atribuídas, é necessário adicionar os seguintes serviços de disponibilização de diagramas agregados de injeção na rede:</p> <p>* Diagrama de injeção, com desagregação quarto-horária, por nível de tensão e fonte de tecnologia primária: eólica, fotovoltaica por origem em UPAC e por origem em UP, hídrica, biogás, cogeração e outras. A informação agregada deverá ainda ser complementada com informação complementar que permita aferir da qualidade dessa informação para a utilização subsequente: número de instalações e a potência instalada com dados estimados.»</p>	<p>O articulado foi clarificado para reconhecer o direito do gestor global do SEN em aceder aos dados individuais de injeção na rede. Este dado, juntamente com o papel de operador de mudança de agregador, permite ao gestor global do SEN categorizar a produção significativa segundo as classificações necessárias.</p> <p>Considera-se ainda que a troca de dados entre o ORD e o gestor global do SEN pode ser objeto de acordo, com vista a refletir necessidades mais específicas.</p>
<p>REN</p> <p>«Conforme referido em pontos anteriores, para a concretização da metodologia proposta, e harmonização com as várias disposições, os operadores da rede exclusivamente em BT, devem enviar ao operador da RNT a injeção quarto horária de energia ativa de cada carteira de agregação para efeitos de construção do DG, incluindo a injeção das carteiras de agregação das RDF ligadas às redes de distribuição em BT. »</p>	Foi reconhecida no articulado a disponibilização de dados de injeção na rede pelos ORD BT ao gestor global do SEN.
<p>EDA</p> <p>«Os números 1 a 3 deste artigo [art. 89.º] dizem respeito a dados validados. Não é claro que o número 4 diga respeito a dados não validados, devendo ser esclarecido no articulado final.</p>	O n.º 4 diz respeito ao estabelecimento do procedimento pelo qual a entidade terceira adquire acesso aos dados de um dado cliente. Esse acesso é, em princípio, aplicável a dados validados. No entanto, alguns ORD já manifestaram intenção

2.4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
O número 7 deste artigo não parece ser aplicável à Região, pelo que tal deve ficar explícito no Guia.»	de poder vir a disponibilizar dados não validados, em tempo quase real, através de plataformas eletrónicas. Assim, a redação deve ficar mais abrangente.
<p>EDA</p> <p>«O ponto XII do Anexo I, estabelece como periodicidade de disponibilização de dados de consumo o prazo de 24 horas após processamento da leitura. A plataforma atual da EDA para disponibilização de dados de medição e contagem é a da telecontagem onde estão integradas as instalações de MT, BTE e UPAC. A disponibilização de dados em plataforma online para instalações BTN sem telecontagem, permitindo a periodicidade de 24 horas, será possível com a implementação do projeto de smart metering e em função do rollout dos contadores inteligentes e da integração das instalações em rede inteligente.»</p>	Este ponto do Anexo I é relativo a instalações não integradas em rede inteligente. Como tal, deve ser interpretado como referindo-se à leitura local, de dados acumulados. Não implica, portanto, a disponibilização de dados diários.
<p>EDP</p> <p>«(...) entendemos que é necessário esclarecer o procedimento para a obtenção da "produção total da UPAC" e definir claramente qual é o seu propósito.»</p>	A ERSE reconhece que a disponibilização destes dados pelo ORD depende da instalação do equipamento de medição, quando previsto na lei, e do seu bom funcionamento e acessibilidade ao próprio ORD. Essas circunstâncias foram inscritas no articulado. Importa referir que, embora sejam conhecidas falhas no cumprimento e manutenção deste requisito de controlo prévio, a intenção do Guia é colocar estes dados ao dispor do autoconsumidor, quando é possível a sua recolha pelo ORD.
<p>EDP</p> <p>«A EDP defende que esta disposição [n.º 7 do art. 99.º] também deve incluir os dados das Instalações de Produção de eletricidade para autoconsumo (IPr) e das Instalações de Armazenamento Autónomo participante em autoconsumo (IA), pelo que deveria incluir os "dados referidos nos n.ºs 1 a 6".»</p>	O articulado foi adaptado em conformidade com a sugestão, estendendo-se o acesso aos dados por entidades terceiras a todos os tipos de instalações participantes em autoconsumo.
<p>EDP</p> <p>«(...) a EDP questiona se a secção do GMLDD referente ao autoconsumo poderia ser toda redirecionada para o RAC, uma vez que a maior parte do seu conteúdo se encontra repetido nesse regulamento.</p>	A ERSE concorda que o detalhe do regime do autoconsumo deve permanecer no regulamento específico, a fim de manter a regra geral mais genérica e compreensível. No entanto, considerou-se que a disponibilização de dados no Guia deveria, pelo menos, identificar os vários tipos de dados e respetivos destinatários. À tabela do Anexo relativa à disponibilização de dados de consumo individuais foi acrescentada uma nota para referir

2.4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
Não obstante, a EDP entende que seria vantajoso e mais claro incluir no GMLDD ou no RAC uma tabela semelhante à do apartado V do Anexo I.»	que esses diagramas de carga, quando relativos a uma IC em autoconsumo, incluem todos os vetores de dados descritos no artigo sobre o autoconsumo.
<p>E-REDES</p> <p>A E-REDES comentou que a revisão do Guia omitiu a disponibilização de diagramas de carga dos clientes de MAT aos comercializadores pelo ORD. Esta exceção à regra geral está prevista no Guia em vigor e corresponde ao modelo histórico que atribui ao ORD o relacionamento com os comercializadores para efeitos do acesso à rede relativo aos clientes em MAT. Para esse fim, o Guia em vigor previa a disponibilização diária, pelo ORD ao ORD, dos diagramas de carga relativos aos clientes em MAT, sem prejuízo de, por acordo entre os operadores das redes, o ORD poder utilizar os dados recolhidos diretamente nos equipamentos de medição em MAT, dispensando o ORD do envio diário destes dados.</p> <p>Sendo o procedimento da disponibilização aos comercializadores dos clientes MAT realizado pelo ORD, a E-REDES propõe adicionar um novo número ao artigo 89.º a prever este caso, que se encontra operacionalizado e em funcionamento há vários anos.</p>	A proposta foi incluída no articulado (princípios gerais da disponibilização de dados), mantendo a clareza sobre o modelo em vigor, que não se pretendia alterar.

2.4.13 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>A CELER, A LORD, CESSN</p> <p>“(…) a nova versão continua muito vocacionada para a atual realidade nacional continental (um operador de rede como 99,5% da distribuição da energia elétrica em baixa tensão) o que pode não ser verdade a muito curto prazo. Ora, em nosso entender, o atual guia não estará adaptado a essa nova realidade.”</p>	A ERSE toma boa nota do comentário oferecido por estes operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, merecedor das seguintes observações: 1) por um lado, e pelas mais diversas razões, o processo de atribuição das concessões de distribuição em BT tem conhecido sucessivos adiamentos, não se perspetivando para breve a sua conclusão, 2) acresce que, salvo melhor entendimento, não é possível antecipar rigorosamente o resultado desse mesmo processo, nem quão diferente será da atual realidade, 3) o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece a atividade de gestão integrada das redes de distribuição em AT, MT e BT, a concretizar, na dependência da atribuição das concessões, e que impactará sobremaneira nas

2.4.13 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>regras que vigoram ao abrigo do atual modelo de organização do setor.</p> <p>Naturalmente, e em função dos desenvolvimentos concretos, a ERSE não deixará de adaptar o quadro regulamentar da sua responsabilidade.</p>
<p>CEVE</p> <p>“Artigo 35.º por questões de segurança informática (VPN privadas que garantam canais de comunicação seguros) e por questões de custo para o Sistema Elétrico Nacional em que os custos de comunicação para cartões fora do grupo dos serviços contratados são muito superiores, concordamos com a sugestão apresentada pela EEM. “Acesso remoto aos equipamentos de medição – propõe-se que, no caso de instalações de produção (micro e miniprodução, UPAC), a operação e manutenção da infraestrutura de telecomunicações para telecontagem do equipamento de medição sejam encargo do operador de rede (considerado como custos aceites) sendo, no entanto, a primeira instalação da responsabilidade do produtor. Propõe-se ainda acesso remoto a essas instalações, salvo se não existirem redes de comunicação disponíveis nos pontos de medição”;</p>	<p>A proposta de articulado submetida a consulta, previa que, salvo acordo em contrário, os custos com as infraestruturas de telecomunicações necessárias à telecontagem das instalações dos utilizadores de rede constituem encargo do responsável pelo equipamento de medição (art.º 35.º, n.º 4).</p> <p>Esta regra, para além de estabelecida no Guia agora revogado (ponto 16.2), consta também do RRC (art.º 30.º, n.º 3).</p> <p>Sem prejuízo deste princípio geral, faz-se notar que, ao abrigo do RAC (art.º 23.º, n.º 1), vigoram preços regulados aplicáveis às instalações de produção ou de armazenamento em regime de autoconsumo, em BT, MT ou AT, e que estes preços, nos termos das propostas anuais apresentadas pelos operadores de rede à ERSE incluem os seguintes custos: aquisição do equipamento; modem de comunicações; comunicação ao longo do período de vida útil dos equipamentos (10 anos); transformadores de medição, se aplicável; mão de obra de instalação; operação e manutenção; estrutura (20%).</p> <p>Em relação à segunda parte do comentário (acesso remoto às instalações), entende-se ser esse o quadro decorrente da proposta apresentada, salvaguardando as situações existentes, tratadas nos termos do regime transitório.</p>
<p>EEM</p> <p><i>Artigo 35.º, n.º 5 (Princípios gerais aplicáveis à leitura dos equipamentos de medição)</i></p> <p>“O número de dias, referidos como mínimo, para guardar o diagrama de cargas é, no nosso entender, e com a experiência na utilização de contadores inteligentes para a BT, num concentrador de dados, demasiado elevado.</p> <p>De facto, constata-se que a primeira substituição de contadores convencionais por contadores inteligentes, ocorrida na ilha do Porto Santo, há alguns anos, a capacidade dos concentradores é de 7 dias. No atual rollout, na ilha da Madeira, o standard é de 31 dias.</p> <p>Para dar cumprimento integral ao proposto será necessário substituir/aumentar o número de</p>	<p>Quando existem vários contadores numa dada instalação, pode instalar-se um concentrador de dados (como definido na al. d), n.º 2, art.º 2.º) para recolha dos dados desses contadores e centralização da comunicação com os sistemas do operador de rede.</p> <p>A capacidade de armazenamento de dados de um concentrador depende de vários fatores, nomeadamente, da memória interna, do tipo, quantidade e desagregação dos dados a armazenar e do número de contadores ligados ao concentrador.</p> <p>A título de exemplo, considerando 1) recolha quarto-horária de seis grandezas medidas, 2) 32 bits (ou 4 bytes) /grandezas (em formato <i>float</i>) e 3) 20 contadores, são necessários $96 \times 6 \times 4 \times 20 = 46080$ bytes/dia.</p>

2.4.13 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
concentradores, sugerindo-se assim, a ponderação deste requisito.”	<p>O Guia agora revogado estabelecia “permanência em memória não volátil durante um largo período de tempo” (ponto 8). A proposta procurou concretizar a redação anterior, estabelecendo 70 dias, o período já previsto para os contadores de instalações de clientes finais em MAT, AT e MT. Para o exemplo anteriormente apresentado, seriam necessários cerca de 3 Megabytes (para além da memória a reservar para dados acumulados, logs de eventos, alarmes, etc.).</p> <p>Como se referiu anteriormente, uma das funções principais dos concentradores é a recolha dos dados dos contadores, pelo que, salvo melhor opinião, não parece justificável o estabelecimento de períodos de tempo distintos. Deste modo, manteve-se o período de 70 dias aplicável aos concentradores de dados.</p> <p>Acresce que a proposta submetida a consulta, no caso dos contadores, apenas abrangia os níveis de tensão de MAT, AT e MT (art.º 13.º), pelo que, naturalmente, se estendeu essa abrangência também à BT (art.º 14.º).</p>
<p>Coopérnico</p> <p>A Coopérnico refere a ERSE deve diferenciar as comunidades de energia e o autoconsumo coletivo, as limitações operacionais e legais, prever modelos de partilha ajustados à realidade das comunidades e incentivar a adoção de soluções administrativas e legais simplificadas para entidades com menor capacidade técnica ou institucional.</p>	<p>A regulamentação da ERSE dispõe de medidas de simplificação que se consideram adequadas ao tipo de agente participante no setor elétrico. No caso particular da partilha, o regulamento do autoconsumo dispõe de quatro opções de escolha de entre diferentes métodos de partilha, que estão associados a diferentes níveis de complexidade e capacidade técnica das entidades gestoras.</p> <p>Enquanto entidades que desenvolvem o autoconsumo, as comunidades de energia são sujeitas às regras do autoconsumo individual ou coletivo, não havendo distinção ou regras específicas para comunidades. O mesmo princípio acontece com qualquer outra atividade do setor elétrico a desenvolver pelas comunidades, por exemplo, como a produção, agregação, comercialização ou armazenamento.</p> <p>As comunidades devem desenvolver objetivos claros para o seu funcionamento, sendo que a sua criação formal é mais exigente do que partilha de energia, por exemplo. Os consumidores devem ponderar as diferentes particularidades das opções de ser autoconsumidor ou participar em comunidades ³⁴.</p>

³⁴ <https://www.ceer.eu/publication/regulatory-and-consumer-considerations-for-decentralised-energy-opportunities/>

2.4.13 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
	A adaptação da regulamentação tendo em conta a transposição futura do <i>Clean Energy Package</i> , relativas à partilha de energia, terá por base os mesmos princípios.
<p>Moeve (Cepsa)</p> <p>“(…) quando como comercializadores abrimos uma reclamação relacionada com incoerências nos dados de mobilidade elétrica, o tempo de resposta é excessivamente longo.</p> <p>Na maioria dos casos, a distribuidora informa-nos de que deve consultar a entidade gestora MOBI.E, o que prolonga enormemente os prazos.”</p>	<p>O tratamento de reclamações de mobilidade elétrica não integra o âmbito do Guia, devendo a matéria ser abordada em sede própria.</p> <p>Não obstante, aproveita-se para destacar que, no âmbito da relação comercial com os clientes, quando os CEME e os CSE não conseguem cumprir o prazo de resposta a reclamações contratualmente estabelecido, por facto que não lhes seja imputável, recai sobre estes um dever de informação para com o reclamante. Nestes casos, deve ser enviada uma comunicação intercalar, nos termos previstos no RME e no RQS, que contém, entre outros elementos, a descrição dos factos que impossibilitaram a resposta no prazo estabelecido.</p>
<p>ACEMEL, Acciona e Usenergy</p> <p>As três entidades defendem que o Guia deve prever a não imputação de custos por continuidade aos comercializadores nos casos em que, tendo sido solicitado o corte de fornecimento ao operador de rede, a sua concretização não se tenha verificado, por razões operacionais ou técnicas.</p> <p>Nesse sentido, é proposto que o Guia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Preveja que os encargos associados ao fornecimento após pedido de corte não executado não sejam imputáveis ao comercializador; • Estabeleça a obrigatoriedade de comunicação clara por parte do operador de rede ao comercializador, caso não seja possível realizar o corte; • Inclua mecanismos de registo e rastreabilidade dos pedidos de interrupção, acessíveis às partes envolvidas e, quando necessário, à ERSE. 	<p>A ERSE compreende o sentido dos comentários apresentados, com os quais está genericamente de acordo.</p> <p>Importa, contudo, clarificar que esta matéria não se enquadra no âmbito do Guia, mas sim no do RRC. O tema será, por isso, devidamente considerado na próxima revisão desse regulamento.</p>

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

