

Comentários da Gold Energy à Consulta Pública n.º 93

Proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica

No quadro da revisão em curso pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“ERSE”) do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, a Gold Energy – Comercializadora de Energia, S.A. (“Goldenergy”) agradece a oportunidade de apresentar alguns contributos decorrentes da sua experiência enquanto comercializador do setor elétrico na aplicação deste regulamento (pese embora a sua curta vigência) e alguns comentários que resultam da análise do novo texto regulamentar proposto.

I. Contexto

1. A revisão em causa decorre, em primeira linha, de o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro¹, estabelecer que, a partir do início de 2021, devem ser possíveis modelos adicionais de autoconsumo face aos previstos no primeiro ano de implementação do regime jurídico, que foi limitado a projetos que, cumulativamente, dispusessem de um sistema de contagem inteligente e nos quais as unidades de produção para autoconsumo (“UPAC”) e as instalações de utilização (“IU”) se situassem no mesmo nível de tensão. A revisão decorre ainda de a ERSE ter optado por não tratar em 2020 temas complexos, como o armazenamento ligado à RESP, a injeção de eletricidade proveniente de baterias de veículos elétricos na RESP, a existência de múltiplas UPAC num mesmo autoconsumo coletivo, entre outros, que são agora objeto de regulação, bem como da experiência adquirida de aplicação do regulamento, que se assumiu como “passo intercalar para uma regulamentação mais desenvolvida e completa”.
2. A implementação do novo regime do autoconsumo de energia elétrica em 2020 foi, todavia, fortemente prejudicada pela pandemia COVID-19, não se conhecendo projetos de autoconsumo coletivo já concretizados que permitam retirar os ensinamentos práticos pretendidos pelo legislador e pelo regulador.
3. À situação pandémica - e, em parte, também em consequência da mesma - juntaram-se dificuldades operacionais significativas decorrentes de limitações funcionais e de algum desajustamento do portal do autoconsumo e das CER, gerido pela DGEG, bem como dificuldades no tratamento dos dados de energia desagregados, decorrentes de limitações dos sistemas de informação dos ORD e de só estarem instalados cerca de 50% dos contadores inteligentes necessários ao cabal funcionamento do sistema, por se encontrar ainda em curso o processo de desenvolvimento das redes inteligentes preconizado pelo Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, aprovado pelo Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto (“RSRI”). Com efeito, os contadores inteligentes, quando integrados em redes inteligentes (que incluem também sistemas e tecnologias de comunicações e de tratamento dos

¹ Que revogou o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

dados de energia), possibilitam, nomeadamente, a medição e registo do consumo e injeção na rede em períodos de 15 minutos, a telecontagem e a realização de outras operações à distância, como a alteração da potência contratada ou a ativação e desativação, constituindo uma peça-chave do funcionamento do regime do autoconsumo.

4. A respeito das dificuldades dos operadores de redes (que limitaram, em consequência, as possibilidades de atuação dos agentes de mercado), refere a ERSE no Documento Justificativo da Reformulação do Regulamento do autoconsumo de energia elétrica (“Doc. Justificativo”) que:

- i) Por um lado, *“a repartição da energia das UPAC pelas IU associadas num autoconsumo coletivo e a respetiva utilização na determinação do consumo sobranete (fornecido pelo comercializador da IU), ou do excedente, é um processo muito exigente para os sistemas de informação dos operadores. Este algoritmo está no centro de um processo de medição e recolha diária remota de dados de consumo e produção e do cálculo das grandezas a faturar e das carteiras de consumo e de produção dos agentes do mercado, culminando na disponibilização de dados agregados e discriminados aos agentes de mercado e a cada consumidor. Por esta razão, a ERSE optou pelas soluções mais simples de implementação do regime do autoconsumo, facilitando a sua operacionalização (pág. 32);*
- ii) Por outro lado, *“os operadores de rede encontram[-se] num processo de evolução dos sistemas de medição e dos respetivos sistemas de comunicação e de tratamento de dados, orientados pelo modelo das redes inteligentes de energia. Por essa razão, a implementação à medida de soluções complexas e muito específicas, em particular quanto à partilha de energia, conduz a custos elevados que não se conseguem diluir no número de aderentes dessas soluções. Acresce que os modelos de negócio mais complexos têm ainda diversas barreiras a ultrapassar, por exemplo no domínio das fórmulas contratuais com os clientes ou na definição do leque de serviços a oferecer, pelo que continua a ser desejável dar passos graduais no sentido da complexidade, sem perder de vista estas evoluções” (pág. 34).*

5. Verificou-se também, em larga medida, a impossibilidade de injeção na rede dos excedentes do autoconsumo, por decisão dos operadores de rede, o que gerou incerteza nos promotores e dificultou decisões de investimento na produção descentralizada em regime de autoconsumo.

6. Todas as dificuldades referidas “transitam” para 2021, ano em que será também concluída a transposição para a ordem jurídica nacional da Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e da Diretiva (UE) 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, além de se iniciar a produção de efeitos de revisões já ocorridas em 2020 (v.g., o novo Regulamento das Relações Comerciais) e das revisões que ainda irão ocorrer no quadro regulamentar aplicável ao setor elétrico, o que envolverá a necessidade de uma muito rápida adaptação dos agentes de mercado a um edifício normativo de crescente dimensão e complexidade, pelo que o contexto de aplicação de um novo regulamento do autoconsumo se mostra particularmente desafiante.

II. Observações específicas

1. A ERSE assume, por um lado, que a revisão agora proposta do regulamento do autoconsumo (“RAC”) envolve alguma complexificação do regime, por se alargarem as situações aplicáveis, e, por outro, que existem algumas limitações à revisão regulamentar decorrentes do Decreto-Lei n.º 162/2019, que careceria de ser previamente alterado.
2. Tendo em conta o contexto referido, e sem prejuízo de concordar, no geral, com a proposta de revisão do RAC, a Goldenergy considera que a clarificação e/ou simplificação de alguns aspetos a seguir indicados facilitaria a aplicação do regime:

A. Cedência de energia elétrica (proibida) versus partilha de energia elétrica produzida em regime de autoconsumo coletivo (permitida)

No n.º 5 do artigo 72.º do novo Regulamento das Relações Comerciais (“RRC”) foi introduzida a importante ressalva de que *“não constitui cedência de energia elétrica ou de gás o autoconsumo individual ou coletivo de energia efetuado no cumprimento dos termos e requisitos exigidos pela legislação”*. Face às dúvidas no passado relativamente às situações de cedência de energia (que consubstancia o exercício indevido da atividade de comercialização) e com vista a contribuir para a correta distinção entre cedência de energia elétrica e partilha de energia elétrica produzida em regime de autoconsumo coletivo, consideramos que o RAC deveria conter uma referência semelhante.

B. Conceito de Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC)

O RAC atribui um papel central à figura da “Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo” (“EGAC”), que é responsável pela maioria das relações jurídicas associadas ao autoconsumo coletivo:

- i. Relacionamentos comerciais:
 - Venda de excedentes a agregador (contrato com agregador, a situação mais comum de entre as possibilidades de transação dos excedentes);
 - Autoconsumo com utilização da RESP (contrato de uso de rede com ORD);
 - Consumos próprios de cada UPAC (contrato de fornecimento de energia elétrica com um comercializador);
- ii. Acesso aos dados de consumo/produção do autoconsumo coletivo (sem necessitar de consentimento expresso dos autoconsumidores);
- iii. Comunicação ao ORD através do Portal do Autoconsumo e das CER dos coeficientes de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo constantes do regulamento interno aprovado pelos autoconsumidores coletivos;
- iv. Ponto de contacto com os operadores de redes;

- v. Prática de atos de gestão operacional, incluindo a gestão da rede interna, quando exista, e as interações com o Portal do Autoconsumo e das CER previstas nas normas aplicáveis.

Face à extrema relevância desta figura, nomeadamente no desenho de modelos operacionais/de financiamento, solicita-se à ERSE que clarifique ou promova junto do legislador a clarificação de quais as entidades suscetíveis de integrar este conceito em plena conformidade com o regime estabelecido.

C. Conceito de armazenamento de energia

É proposta a seguinte definição de “armazenamento de energia”: *o diferimento da utilização final de eletricidade produzida por uma ou mais UPAC, para um momento posterior ao da sua produção, com recurso a uma unidade de armazenamento registada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro* (cf. artigo 3.º, n.º 2, alínea c).

A importância da definição regulamentar que venha a ser adotada decorre, desde logo, de um dos principais aspetos justificativos da revisão do RAC ser precisamente a consideração em termos amplos do armazenamento de energia integrado num sistema de autoconsumo (i.e., incluindo as situações em que existam unidades de armazenamento ligadas à RESP de forma autónoma das UPAC e IU), em linha com o preconizado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019.

Contudo, o Decreto-Lei n.º 162/2019 define “*energia armazenada*» como “*a energia elétrica acumulada em dispositivos de armazenamento de energia, incluindo em veículos elétricos quando estejam instalados postos de carregamento bidirecionais associados à IU*” (artigo 2.º, alínea I). Esta definição foi considerada pela ERSE para efeitos da revisão do RAC como carecida de interpretação restritiva, dado que “*no caso das baterias de veículos elétricos, não existe garantia de que a energia carregada no ponto de carregamento integrado no autoconsumo venha a ser novamente injetada nesse sistema e, por outro, havendo injeção de energia armazenada na bateria do veículo elétrico através do ponto de carregamento integrado no autoconsumo, não se pode presumir que essa energia tenha tido como origem a energia produzida pela UPAC*” (pág. 17). Assim sendo, o conceito de armazenamento de energia proposto na revisão do RAC não inclui as baterias dos veículos elétricos.

Em alternativa, é proposto um novo artigo 8.º, com a epígrafe “*pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos*”, que trata especificamente a matéria do carregamento e injeção na RESP associada a baterias de veículos elétricos, nos seguintes termos:

“Artigo 8.º

Pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos

1 - As disposições estabelecidas no presente Regulamento relativas a pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos aplicam-se na circunstância destes pontos se encontrarem numa IU distinta da UPAC.

2 - A consideração no regime de autoconsumo de pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica, como definida no Regulamento da Mobilidade Elétrica, deve enquadrar-se no âmbito de projetos-piloto, como estabelecidos no Artigo 52.º do presente Regulamento e no Regulamento da Mobilidade Elétrica.

3 - Em cada período de 15 minutos deve ser apurada a diferença entre a potência ativa consumida da rede e a potência ativa injetada na rede no ponto de ligação da IU do ponto de carregamento bidirecional de veículos elétricos à rede.

4 - Quando a diferença referida no número anterior for:

- a) Positiva, é considerada consumo da IU;
- b) Negativa, é considerada equivalente a produção da instalação de autoconsumo, nos termos do Artigo 7.º. “

Este artigo afigura-se-nos, porém, um pouco descontextualizado e de interpretação desnecessariamente complexa, pelo seguinte:

- i) Deveria ser mais clara a ligação do tema dos pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos ao artigo anterior (armazenamento de energia);
- ii) É o único sítio do RAC onde a matéria dos pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos é referida, ao contrário do que a disposição contida no n.º 1 do artigo pressupõe;
- iii) O n.º 2, relativo a pontos de carregamento bidirecionais integrados na rede de mobilidade elétrica (que convive mal com o regime do autoconsumo, face à obrigação de o utilizador de veículo elétrico contratar o serviço de carregamento com um comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica), deveria ter outra localização na economia do artigo, devendo, por outro lado, ser salientado pela positiva que os pontos de carregamento privados não integrados na rede de mobilidade elétrica são plenamente compatíveis com o regime do autoconsumo.

Consideramos, assim, que a redação do artigo proposto (8.º) não contribui para clarificar o modo como as baterias de veículos elétricos (sistemas de armazenamento fisicamente dissociados de UPAC) se integram (ainda que apenas parcialmente) no conceito geral de armazenamento de energia, contrariamente ao pressuposto pelo Decreto-Lei n.º 162/2019.

Quanto ao novo artigo 7.º (armazenamento de energia), dispõe-se o seguinte:

“Artigo 7.º

Armazenamento de energia

1 - Os sistemas de armazenamento, quando instalados de modo autónomo de uma IU ou de uma UPAC, são, salvo expressamente disposto em contrário, equiparados a UPAC para efeitos das disposições constantes no presente Regulamento.

2 - Todas as referências a UPAC no presente Regulamento, devem entender-se como incluindo sistemas de armazenamento, caso existam, salvo quando seja definido um tratamento distinto.

3 - No caso dos sistemas de armazenamento associados a autoconsumo coletivo ou a CER, em cada período de 15 minutos, a energia produzida na UPAC será prioritariamente atribuída às injeções nos armazenamentos.

4 - Quando, num período de 15 minutos, a soma da energia produzida na UPAC e extraída do armazenamento seja inferior à energia injetada no armazenamento, a diferença corresponde à injeção no armazenamento a fornecer pelo respetivo comercializador”.

Consideramos que a mistura do enunciado da regra com a ressalva nos n.ºs 1 e 2 deste artigo 7.º torna a respetiva interpretação/aplicação problemática, pelo que sugerimos que a redação seja revista, sendo bem evidenciadas as situações em que a equiparação de sistemas de armazenamento a UPAC não ocorre no RAC, dado tratar-se de um tema novo e complexo.

Quanto à prioridade conferida ao armazenamento relativamente às IU no n.º 3, parece-nos que desvirtua a natureza de um sistema de autoconsumo, cujo principal objetivo deve ser abastecer as IU, permitindo o correto dimensionamento das UPAC, pelo que propomos que o tratamento proposto seja revisitado.

D. Comercializador do armazenamento

Na alínea p) do n.º 2 do artigo 3.º prevê-se a nova figura do “comercializador do armazenamento”, definido como “o comercializador com contrato de fornecimento relativo ao sistema de armazenamento ligado à RESP, diretamente ou através de rede interna”, e que é justificada pelo facto de, nos períodos quarto-horários em que os saldos de injeção nos sistemas de armazenamento superem a produção das UPAC, existir um consumo líquido a partir da rede no conjunto UPAC/Sistema de armazenamento que obriga à existência de um contrato de fornecimento para esses consumos (artigo 7.º, n.º 4).

Depreende-se que não existirão limitações relativamente à formalização deste contrato nem aos comercializadores do setor elétrico que o poderão celebrar, podendo, nomeadamente, o fornecimento relativo ao sistema de armazenamento ligado à RESP constar do mesmo instrumento contratual de fornecimento da UPAC e/ou da(s) IU, ainda que com âmbito de aplicação devidamente identificado, mas pede-se confirmação deste entendimento.

E. Coeficientes de partilha da energia no autoconsumo coletivo

Pela importância do tema e por estarem a ser agora incluídas situações novas relativamente ao RAC de 2020 - autoconsumos em que existem várias UPAC -, consideramos que o n.º 3 do artigo 9.º deveria ser clarificado, passando a dispor o seguinte: “(s)e o autoconsumo incluir sistema de armazenamento com ligação autónoma, os coeficientes de partilha de produção atribuídos a cada

IU serão aplicados à produção agregada das UPAC afetadas pelo saldo quarto-horário, positivo ou negativo, apurado no ponto de ligação à rede dos sistemas de armazenamento.”

F. Agregação dos excedentes do autoconsumo

Os artigos 15.º e 22.º da proposta de alteração do RAC (que correspondem de forma praticamente inalterada aos atuais artigos 13.º e 20.º) exigem que o agregador, enquanto responsável pela integração em mercado dos excedentes do autoconsumo agregados na sua carteira de produção (i.e., no conjunto de unidades de produção com contrato de venda) celebre com o ORT um contrato de uso de redes aplicável a produtores, nos termos previstos no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI), não distinguindo entre instalações em BT e restantes instalações.

Quando confrontado com esta previsão regulamentar, o ORT invoca que só há lugar à celebração de contrato de uso de redes aplicável a produtores - e ao pagamento da tarifa de uso da rede de transporte - quando se preveja ligação em MAT, AT e MT e não quando as instalações produtoras são ligadas em BT. Tal entendimento é lógico e está previsto em regulamento específico (o RARI), mas que é anterior ao RAC. Deste modo, a falta de explicitação no RAC suscita uma incerteza desnecessária relativamente ao conjunto da documentação obrigatória para o exercício da atividade de agregação.

Assim, propõe-se que sejam expressamente previstas no RAC as situações em que é efetivamente exigível a celebração de contrato de uso de redes aplicável a produtores. O mesmo se aplica ao artigo 16.º, relativamente ao facilitador de mercado, ao n.º 3 do artigo 10.º, relativamente ao autoconsumidor individual que opte por transacionar o excedente através de mercado organizado ou de contrato bilateral, e ao n.º 4 do artigo 11.º, relativamente à EGAC que opte por transacionar o excedente através de mercado organizado ou de contrato bilateral.

G. Tratamento de anomalias de medição e de leitura

Consideramos que seria útil clarificar o n.º 5 do artigo 40.º, que dispõe que “(a)s leituras prevalecem sobre a aplicação de estimativas e devem ser consideradas para todos os efeitos enquanto, nos termos do GMLDD e do RSRI, os dados não se tornarem definitivos”, na medida em que a ressalva de “enquanto os dados não se tornarem definitivos” deve decorrer apenas de se admitir a existência de anomalia na leitura e conseqüente necessidade de correção.

Por outro lado, o prazo não superior a 30 dias previsto no n.º 6 deveria ser reconsiderado, no sentido da sua diminuição, na medida em que seja possível a resolução por acesso remoto aos equipamentos.

H. Disposições transitórias, em especial, a adaptação dos operadores de rede

A evolução ainda em curso dos sistemas dos operadores de redes justificou a consagração de um novo regime transitório (artigos 46.º a 48.º), um pouco mais densificado do que o previsto nos

atuais artigos 45.º a 47.º do RAC, que assume a necessidade de alguma ressalva adicional (em termos temporais e materiais) dos operadores de rede face ao pleno cumprimento de algumas das obrigações do RAC, em especial através das chamadas “medidas de flexibilização operacional” (artigo 46.º).

Reconhecemos a complexidade dos processos em causa. Todavia, enquanto agente de mercado que atua num contexto de mercados de eletricidade que se pretendem competitivos, centrados no consumidor, flexíveis e não discriminatórios e que pressupõem a concretização prática do conceito de “cliente ativo”, a Goldenergy considera que os modelos de negócio associados ao autoconsumo não devem ser limitados por atrasos injustificados dos operadores de redes, pelo que a ERSE deverá monitorizar atentamente a forma como os operadores de redes se adequam às novas exigências do regime do autoconsumo.

Relativamente, em particular, ao n.º 3 do artigo 46.º:

- i. Dispõe o n.º 3 do artigo 46.º que *“(p)ara efeitos da divulgação do plano de instalação de equipamentos de medição inteligentes pelos ORD BT prevista no Artigo 27.º admite-se, durante o ano de 2021, o recurso a mecanismos alternativos que garantam a prestação da informação pelos ORD BT aos consumidores, seja através dos comercializadores, com o envio mensal do plano de instalação, seja diretamente aos consumidores, por meio dos canais de comunicação existentes”;*
- ii. O respetivo artigo da proposta de revisão do RAC que trata o tema a título não transitório (artigo 27.º, n.º 3) prevê que *“(p)ara efeitos do disposto no número anterior, os ORD BT devem divulgar nas suas páginas na internet, e manter atualizados, os respetivos planos de instalação de equipamentos de medição inteligentes, com um horizonte mínimo de 12 meses, assegurando a proteção dos dados pessoais nos termos do Artigo 4.º.”*

Questionamos em que medida é que o fator temporal é relevante para que a norma contida no n.º 3 do artigo 27.º possa vir a ser aplicada no futuro, dado que é considerada necessária uma norma transitória a este respeito para o ano de 2021?

Relativamente ao mesmo n.º 3 do artigo 46.º, não concordamos com a inclusão de uma obrigação transitória de divulgação do plano de instalação de equipamentos de medição inteligentes dos ORD BT que fique a cargo dos comercializadores, dado que comporta riscos de vir a ser transmitida uma informação errada aos consumidores pelos comercializadores a respeito de uma atividade que não controlam.

I. Projetos-piloto

Propomos a inclusão no n.º 4 do artigo 52.º de um prazo máximo para a emissão do parecer do operador da rede onde se desenvolva o projeto, para que o projeto-piloto não fique parado por falta de resposta do operador de rede.

J. Operacionalização da figura da comercialização entre pares (*peer-to-peer trading*)

O Decreto-Lei n.º 162/2019, na sequência do previsto na Diretiva (UE) 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, prevê, na alínea h) do artigo 2.º, a figura da comercialização entre pares, nos seguintes termos: “a venda de energia renovável entre participantes no mercado mediante um contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação diretamente entre os participantes no mercado ou indiretamente por intermédio de um terceiro participante no mercado, como por exemplo um agregador independente. O direito de comercialização entre pares não prejudica os direitos e obrigações das partes envolvidas na qualidade de consumidores finais, autoconsumidores individuais ou coletivos, produtores ou agregadores independentes”.

O Decreto-Lei n.º 162/2019 refere-se a esta figura ao longo do articulado por duas vezes:

- i. No artigo 7.º, relativo aos direitos do autoconsumidor, consagrando a possibilidade de o autoconsumidor transacionar a produção excedentária de eletricidade através, entre outros, de regimes de comercialização entre pares;
- ii. No artigo 17.º, respeitante ao relacionamento comercial do autoconsumidor de energia renovável, determinando que a participação de uma unidade de produção para autoconsumo em mercados organizados, ou através de contratação bilateral ou de regimes de comercialização entre pares, deve cumprir os requisitos de atuação em mercado.

Cientes da novidade da figura e de que a aplicação da mesma suscita várias dúvidas, perguntamos se existem perspetivas de, a curto prazo, se proceder à regulamentação deste regime, concretizando o conceito de “*contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação*” (que julgamos consubstanciar um *smart contract*, figura que surge como condição necessária da existência deste tipo de comercialização) e viabilizando (ou tornando mais segura) a existência de plataformas de comercialização *peer-to-peer*. Pergunta-se ainda se é expectável que a atuação enquanto “comercializador entre pares” venha a exigir algum tipo de registo ou certificação adicional por parte dos participantes de mercado nela envolvidos.

III. Conclusão

A Goldenergy acompanha, no essencial, as propostas da ERSE a respeito da reformulação do RAC, agradecendo a oportunidade de deixar, por esta via, alguns contributos para a difícil, mas fundamental, tarefa de construção de um edifício normativo consistente, que dê resposta aos importantes desafios e oportunidades que se perspetivam para um setor energético em profunda transformação.