

# CONSULTA PÚBLICA 93

## RELATÓRIO DA CONSULTA

Reformulação do Regulamento do  
autoconsumo de energia elétrica

SETOR ELÉTRICO



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>RESUMO DA DECISÃO DA ERSE .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO DO REGIME DO AUTOCONSUMO DE ELETRICIDADE.....</b>	<b>9</b>
3.1	Aspetos gerais .....	9
3.1.1	Definições.....	9
3.1.2	Denominação das instalações participantes num autoconsumo.....	10
3.1.3	Proteção de dados.....	11
3.2	Armazenamento de energia.....	13
3.3	Medição, leitura e disponibilização de dados.....	22
3.3.1	Medição e leitura.....	22
3.3.2	Disponibilização de dados .....	28
3.4	Tarifas de Acesso às Redes .....	32
3.4.1	Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.....	32
3.4.2	Variáveis de faturação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações participantes num autoconsumo, quando fornecidas por comercializador .....	36
3.4.3	Aspetos específicos do tratamento tarifário do armazenamento .....	38
3.5	Perdas de energia nas redes.....	43
3.6	Partilha da energia de autoconsumo.....	44
3.6.1	Periodicidade e metodologias de partilha .....	44
3.6.2	Suspensão e interrupção de um participante num autoconsumo coletivo .....	51
3.6.3	Outros aspetos relacionados com a partilha no autoconsumo .....	52
3.7	Projetos-piloto.....	54
3.8	Comunidades de Energia Renovável .....	57
3.9	Relacionamento comercial.....	59
3.9.1	Relacionamento com o agregador ou com o facilitador de mercado.....	59
3.9.2	Relacionamento comercial com o ORT.....	61
3.9.3	Contrato de uso das redes para o autoconsumo através da RESP .....	64
3.9.4	Contrato de fornecimento às instalações de consumo, de armazenamento e de produção .....	65
3.9.5	Outros aspetos do relacionamento comercial.....	68
3.10	Outras propostas.....	69
3.10.1	Cooperação entre os operadores das redes.....	69
3.10.2	Participação dos autoconsumidores na prestação de serviços de flexibilidade .....	71
3.10.3	Outros aspetos regulamentares com reflexo no autoconsumo .....	72
<b>4</b>	<b>PROPOSTAS LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES A DESENVOLVER .....</b>	<b>75</b>

<b>5</b>	<b>COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO.....</b>	<b>77</b>
5.1	Armazenamento.....	77
5.2	Medição e leitura.....	80
5.3	Disponibilização de dados.....	86
5.4	Tarifas de Acesso às Redes.....	88
5.5	Partilha de energia.....	95
5.6	Projetos-piloto.....	95
5.7	Comunidades de Energia Renovável.....	96
5.8	Outros comentários específicos.....	97

## 1 RESUMO DA DECISÃO DA ERSE

A ERSE colocou em consulta pública ([Consulta Pública n.º 93](#)) uma proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica [[Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março](#)].

O Regulamento do Autoconsumo (RAC) concretiza o novo regime do autoconsumo e das comunidades de energia renovável, nos termos do [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro](#). Este regime legal determina que, a partir de 2021, devem ser possíveis formas adicionais de autoconsumo, face às que estavam previstas no primeiro ano de implementação. A proposta de reformulação do RAC completa as modalidades de autoconsumo previstas anteriormente, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal em vigor. A proposta assentou ainda na experiência entretanto recolhida de aplicação do RAC.

Uma das principais novidades do novo RAC é a regulamentação da **participação de instalações de armazenamento em projetos de autoconsumo**. O armazenamento de energia elétrica pode vir a ganhar relevo na possibilidade que acrescenta de adaptar a produção de energia renovável ao momento do consumo nas instalações de utilização. Essa adaptação permite maximizar a partilha de energia em autoconsumo e minimizar excedentes injetados na rede, aumentando o potencial económico do projeto de autoconsumo.

As instalações de armazenamento participam no autoconsumo quer como consumidoras, beneficiando de energia partilhada no autoconsumo quando há injeções no armazenamento (em função dos coeficientes de partilha definidos), quer como produtoras, partilhando com as instalações de consumo a energia extraída do armazenamento e injetada na rede. Para tal, cada instalação de armazenamento deverá ter um contrato de fornecimento com um comercializador, para cobrir as injeções de energia no armazenamento acima da energia partilhada com a própria instalação de armazenamento, em cada período de 15 minutos.

Em virtude da complexidade introduzida pela possibilidade de armazenar energia do autoconsumo e reinjetar na rede em momentos posteriores, as instalações participantes podem adotar comportamentos híbridos, ora recebendo energia da rede, ora injetando energia para a rede, mesmo que sejam, à partida, instalações de consumo, de produção ou de armazenamento. Em consequência, a reformulação do RAC adotou uma designação dos sujeitos intervenientes independente dos dispositivos (unidade de produção para autoconsumo - UPAC, unidade de armazenamento) e mais compatível com a arquitetura regulamentar da ERSE. Em concreto, adota-se a **designação de instalação de consumo, de produção ou de armazenamento**.

Foi ainda internalizada em todo o regulamento a ideia de que as instalações podem ter comportamentos híbridos (em termos do fluxo de energia com a rede). A utilização deste caso geral não prejudica o facto de se antecipar que os casos mais comuns de participantes num projeto de autoconsumo não tenham os comportamentos híbridos referidos.

Fruto da ambiguidade que as designações administrativas como «autoconsumo individual» ou «autoconsumo coletivo» introduzem na descrição dos processos relevantes para o RAC (como o relacionamento comercial ou a medição e disponibilização de dados), adotou-se no RAC reformulado um conceito topológico, sempre que possível. Esta opção concretiza-se na designação dos casos de autoconsumo em função da localização e interação entre instalações participantes, em vez da utilização do conceito de registo como autoconsumo individual ou coletivo.

As regras de partilha de energia entre os participantes de um autoconsumo estão no centro das preocupações dos interessados, dada a sua importância no desenvolvimento do modelo de «negócio». A reformulação do RAC aprofundou a **clarificação das regras de partilha** aplicáveis no quadro atual, com dois modelos alternativos: os coeficientes de partilha fixos e os coeficientes de partilha proporcionais ao consumo. O RAC estabeleceu também os termos de referência de um projeto-piloto a implementar pelo operador da rede de distribuição, de modo a testar novos e mais avançados modelos de partilha de energia num autoconsumo.

Também com o objetivo de clarificar a redação e facilitar a implementação do regulamento, foram explicitados e **clarificados os conceitos envolvidos na disponibilização de dados** a todas as entidades envolvidas num autoconsumo. Neste contexto, foram também **explicitadas as formas de garantia da proteção de dados**, quer nas regras de acesso aos dados quer na especificação dos dados a que cada entidade tem acesso por imposição regulamentar.

A nova dimensão do armazenamento implicou a explicitação das regras de aplicação de tarifas de acesso às redes aos volumes de energia partilhada e outros fluxos de energia nas instalações.

O RAC passou a incluir uma nova ferramenta de desenvolvimento do regime que corresponde aos projetos-piloto. Estes projetos passam a estar previstos bem como as regras aplicáveis para a sua aprovação e implementação.

Com a aprovação do Regulamento do Autoconsumo reformulado, encontra-se estabilizado o quadro de regras que implementa o Decreto-Lei n.º 162/2019. Esta estabilização é importante para o pleno desenvolvimento dos sistemas operacionais e comerciais dos operadores das redes, comercializadores e

demais agentes intervenientes, bem como para a implementação no terreno dos projetos de autoconsumo. A ERSE continuará a seguir a implementação do regulamento e a contribuir para o esclarecimento das regras aplicáveis ao autoconsumo.

Finalmente, deve referir-se que a implementação do regime do autoconsumo conta com a intervenção essencial da Direção-Geral de Energia e Geologia e das entidades competentes das regiões autónomas.





## 2 INTRODUÇÃO

### A ERSE LANÇOU UMA CONSULTA SOBRE AS NOVAS REGRAS REFERENTES AO REGIME DO AUTOCONSUMO DE ELETRICIDADE

Em 19 de novembro de 2020, a ERSE lançou a [Consulta Pública n.º 93](#) com a proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC). Esta proposta concretizou algumas disposições do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, representando uma evolução do Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março.

As regras propostas pela ERSE devem ser vistas em conjugação com as normas aprovadas pela Direção-Geral de Energia e Geologia e pelas autoridades regionais de energia, relativamente aos projetos de autoconsumo, nomeadamente:

- [Despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro](#), que define as regras de funcionamento da plataforma destinada à operacionalização dos procedimentos de controlo prévio previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.
- [Despacho n.º 4/2020, de 3 de fevereiro](#), que aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.
- [Decreto Legislativo Regional n.º 1/2021/M](#), de 6 de janeiro, que adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

O prazo de receção de comentários à consulta da ERSE decorreu até 7 de janeiro de 2021.

### A CONSULTA FOI PARTICIPADA, REVELANDO MUITO INTERESSE NO NOVO REGIME DE AUTOCONSUMO

Foram recebidos contributos de 33 participantes, entre os quais os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário e o Parecer da Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPD). Os conteúdos não assinalados como confidenciais são publicados na íntegra na página da consulta pública no sítio da ERSE na Internet. Foram recebidos 4 comentários em nome individual, que são apresentados apenas pelo nome do(s) autor(es).

Além dos Conselhos da ERSE e da CNPD, as entidades participantes foram as seguintes:

- A CELER, C.R.L.
- Associação de Comercializadores de Energia no Mercado Liberalizado (ACEMEL)

- Agências de Energia do Porto (AdE Porto) e de Lisboa (Lisboa E-Nova)
- Associação Portuguesa das Empresas de Serviços de Energia (APESE)
- Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico (APESF)
- Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN)
- Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE)
- Capital Eficiente
- Cooperativa Eléctrica de Vale d’Este (CEVE)
- Cooperativa Eléctrica de São Simão de Novais
- Coopérnico - Cooperativa de Desenvolvimento Sustentável
- Diana Fernandes e Diana Neves (investigadoras do IST-UL)
- EDP Energias de Portugal
- Electricidade dos Açores (EDA)
- E-Redes (com a designação anterior - EDP Distribuição)
- GALP
- Goldenergy
- Iberdrola Clientes Portugal
- Grupo Informal sobre Comunidades de Energia
- INESC TEC
- Mário Almeida
- Megasa - Siderurgia Nacional
- Paulo Santos
- REN – Redes Energéticas Nacionais
- FactorEnergia
- Self Energy e Keme Energy
- SU Eletricidade, S.A.
- The Navigator Company

Da lista de participantes, destaca-se a significativa participação de interessados representando novos atores do setor dos serviços de energia. Esta circunstância é reveladora do interesse que o autoconsumo renovável suscita e da necessidade de envolver um conjunto de interessados mais amplo do que os agentes tradicionais do setor elétrico.

O presente Relatório da Consulta apresenta e pondera os contributos recebidos sobre as propostas iniciais da ERSE, justificando a opção tomada na decisão final que aprovou a reformulação do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica.

Ao longo deste relatório, por facilidade de exposição e leitura, o sentido dos pareceres dos Conselhos Consultivo e Tarifário, órgãos estatutários da ERSE, os contributos institucionais de outros reguladores ou entidades da administração pública, bem como os contributos de outros interessados, públicos ou privados, coletivos ou individuais, podem ser genericamente referidos como “entidades”.

O documento está organizado em cinco capítulos: um resumo da decisão regulamentar da ERSE (Capítulo 1), a introdução (Capítulo 2), a discussão temática geral dos contributos e a posição da ERSE (Capítulo 3), a identificação de propostas de teor legislativo ou na competência de outras entidades administrativas (Capítulo 4) e, finalmente, uma discussão de contributos particulares e o respetivo comentário da ERSE (Capítulo 5).



### **3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO DO REGIME DO AUTOCONSUMO DE ELETRICIDADE**

Neste capítulo sintetizam-se os comentários recebidos sobre a proposta de regulamentação do regime de autoconsumo previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, nomeadamente o sentido geral dos comentários e as principais tendências identificadas, bem como a ponderação dos argumentos e a justificação da decisão final da ERSE.

#### **3.1 ASPETOS GERAIS**

##### **3.1.1 DEFINIÇÕES**

Nos contributos recebidos relativos a definições é pedida a clarificação de diversos termos, entre os quais alguns relativos às ligações das UPAC às redes, por exemplo. Os novos conceitos de IC, IPr e IA, referidos no ponto 3.1.2, acabam por dar resposta às questões deste tipo.

##### **MODALIDADES DE AUTOCONSUMO**

As modalidades de autoconsumo, individual ou coletivo, consideradas no RAC implicam a ligação das instalações de consumo à rede pública, não havendo regras a definir para instalações de utilização isoladas da rede que participem em autoconsumo.

Relativamente ao autoconsumidor, fica clara a possibilidade de um «autoconsumo individual» poder incluir uma UPAC fora da IC e ligada à rede elétrica de serviço público (RESP). É também possível constituir um «autoconsumo coletivo» se se tiver, pelo menos, duas instalações elétricas de consumo independentes.

Para suportar estas realidades e considerar o uso de diferentes níveis de tensão na ligação do autoconsumo, é necessário que os sistemas do operador de rede de distribuição (ORD) possibilitem as formas de partilha que daí decorrem.

##### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE toma boa nota dos contributos dos diversos participantes relativos à revisão ou correção das várias definições. Entre outras, foram revistas as definições de «armazenamento de energia», «excedente»,

«produção imputada a uma IU», «agregador», «autoconsumo através da RESP», «autoconsumo através de rede interna», «comercializador», etc.

Foram identificadas outras questões relativas à adaptação de definições das Diretivas - Diretiva UE 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro e Diretiva UE 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho - e à compatibilidade com o Decreto-Lei n.º 162/2019 às quais não é possível dar resposta no RAC. A adaptação de conceitos está enquadrada pela legislação nacional, definindo, por exemplo, no caso das comunidades de energia renovável (CER), a forma de constituição. No geral, os conceitos foram harmonizados com os existentes na legislação vigente e na restante regulamentação da ERSE. É possível, no entanto, ter alguns conceitos próprios que pretendem dar resposta e clarificar as matérias reguladas pelo RAC.

Quanto à clarificação das figuras do agregador independente, do agregador e do facilitador de mercado, a ERSE entende que as duas últimas estão perfeitamente identificadas na legislação e na regulamentação da ERSE e não carecem de clarificação adicional. O agregador independente é, nos termos da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, «um participante no mercado envolvido na agregação que não se encontra associado ao comercializador do cliente». Promoveu-se uma alteração na definição de agregador para adotar a que já era utilizada no Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás (RRC) e que não exclui a possibilidade de que este seja um agregador independente.

No que respeita à transposição para a legislação nacional da definição e constituição das CER, estas estão enquadradas no diploma que rege o autoconsumo. As restantes possibilidades do âmbito de atuação de uma CER fora do autoconsumo não se encontram, no entanto, limitadas pelo RAC ou pela legislação. As CER têm destaque no ponto 3.8 deste documento.

### 3.1.2 DENOMINAÇÃO DAS INSTALAÇÕES PARTICIPANTES NUM AUTOCONSUMO

Os contributos obtidos na consulta pública denotaram que os conceitos relativos às instalações participantes num autoconsumo, quer no RAC, quer no próprio Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, podem ser ambíguos.

A título de exemplo refere-se que uma UPAC tanto pode ser uma instalação de produção licenciada autonomamente para esse fim, como pode ser um dispositivo instalado dentro de uma instalação elétrica de consumo que já existe. Do mesmo modo, um sistema de armazenamento pode corresponder a uma

instalação autónoma ou simplesmente a um dispositivo instalado numa instalação de consumo ou numa instalação de produção. O próprio termo «instalação de utilização» pode gerar leituras ambíguas e dúvidas sobre se se refere a instalações de consumo ou quaisquer outras que usem a rede ou a energia elétrica.

Para tornar as designações mais objetivas e simplificar a linguagem regulamentar, a ERSE alterou estas designações no RAC. Foram definidas «instalações de consumo» (IC), «instalações de produção» (IPr) e «instalações de armazenamento» (IA). Estas designações correspondem sempre a instalações elétricas licenciadas autonomamente, para o fim que a denominação indica. Em qualquer dos casos, a instalação pode ter fluxos de energia «de» e «para» a rede, embora se assuma que o fluxo dominante difira: nas IC, o fluxo dominante será de receção da rede, nas IPr será de injeção na rede, enquanto nas IA não existe fluxo dominante.

Esta alteração promove uma maior harmonização com os restantes regulamentos da ERSE, facilitando a aplicação de regras comuns.

A utilização das novas designações foi frequentemente preferida face aos conceitos de «autoconsumo individual» e «autoconsumo coletivo», no RAC. Do ponto de vista dos conceitos dominantes do RAC (relacionamento comercial, medição, tratamento e disponibilização de dados), importa mais perceber se existe partilha de energia entre instalações elétricas diferentes (seja no caso de autoconsumo individual ou coletivo) ou se o autoconsumo se confina a uma instalação elétrica de consumo (com produção integrada).

A alteração de conceitos foi implementada no articulado do RAC, mas no texto do presente Relatório da Consulta optou-se por manter as designações que integravam a proposta colocada em consulta e com base na qual foram oferecidos os contributos dos interessados.

### 3.1.3 PROTEÇÃO DE DADOS

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A proposta de reformulação do Regulamento de Autoconsumo (RAC) não previa qualquer alteração no artigo relativo à proteção de dados pessoais no contexto do regime do autoconsumo. Apenas foi incluída uma referência à proteção de dados pessoais no contexto dos planos de instalação de contadores inteligentes, impondo esse cuidado na publicitação dos planos dos operadores de redes.

Tratando-se de dados de consumo muito discriminados (detalhe de 15 minutos), disponibilizados em tempo real ou no dia seguinte e envolvendo pessoas singulares, o RAC remeteu para as disposições mais detalhadas incluídas no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes. De facto, este outro regulamento tratou com detalhe o tema da proteção de dados nas redes inteligentes. Pode considerar-se que, no essencial, os dados recolhidos e tratados no autoconsumo correspondem aos dados já previstos nas redes inteligentes.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

A Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPd) foi ouvida na consulta, em cumprimento do disposto no n.º 4 do artigo 36.º do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), e emitiu o seu parecer enquanto autoridade de controlo nacional para o tratamento de dados pessoais.

A CNPD solicitou a reformulação do artigo 4.º, por forma a definir os elementos essenciais do tratamento de dados pessoais, em alternativa à remissão geral para o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes. Solicitou ainda a introdução de um inciso relativo aos direitos dos titulares dos dados, a observar pelas entidades com acesso aos mesmos.

A CEVE comentou no sentido de se esclarecer o mecanismo de salvaguarda da proteção de dados pessoais no contexto das CER, nomeadamente se o consentimento deve ser incluído no regulamento interno da iniciativa comunitária ou por via contratual.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE acolheu as recomendações formuladas pela CNPD, tendo o artigo 4.º sido detalhado nesse sentido.

Assim, foi definido que o consentimento do cliente (titular da instalação), enquanto titular dos dados pessoais, é o fundamento de licitude para o tratamento dos seus dados sempre que não seja possível alicerçar o tratamento dos mesmos na relação contratual ou pré-contratual, ou na obrigação jurídica resultante da aplicação das fontes normativas.

Será oportuno sublinhar que, por analogia com o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes, o contrato de fornecimento do comercializador do cliente constitui a base de legitimidade para o acesso aos dados agregados necessários à faturação. No entanto, o acesso desta entidade aos dados discriminados (diagramas de carga) carece do consentimento expresso do cliente.



Naturalmente que o consentimento deverá cumprir os requisitos impostos pela legislação sobre a proteção de dados pessoais, para onde remete o artigo 4.º do RAC. Sublinhando-se que para o consentimento se poder afirmar livre e informado, é necessário que o titular, desde logo, conheça as condições do tratamento dos seus dados, mediante a prestação de um conjunto de informações prévias ao tratamento.

Para tanto, e por recomendação da CNPD, foi incluído um número destinado ao direito à informação do titular dos dados. Esse direito deve basear-se em critérios de compreensibilidade, produzida em linguagem clara e simples, que deve ser concisa, transparente, inteligível e de fácil acesso, pois sem tais características o titular dos dados é colocado numa situação de facto sem direitos. Neste ponto, será de acentuar a importância de que se reveste a informação a prestar sobre o prazo de conservação dos dados, bem como a sua destruição ou anonimização definitivas decorrido tal período. Tendo sempre presente que o responsável pelo tratamento deve abster-se de recolher, de forma acidental ou intencional, dados que não sejam os estritamente necessários à(s) finalidade(s) do tratamento.

Acolhendo igualmente a recomendação da CNPD foram elencados os principais direitos dos titulares dos dados, os quais compreendem o alcance e as limitações impostas pela legislação sobre proteção de dados pessoais. Evidenciando aqui o direito à portabilidade dos dados pessoais, associado ao direito de acesso e consubstanciado na transmissão direta entre responsáveis pelo seu tratamento o que simplifica a vida dos clientes, atenuando as barreiras à concorrência e permitindo mudanças de fornecedores, promovendo por esta via o seu poder de opção de mercado.

Concluindo, refira-se que impende sobre o responsável pelo tratamento dos dados pessoais o dever de aplicar as medidas técnicas e organizativas adequadas e eficazes ao cumprimento das normas sobre proteção de dados, as quais devem respeitar os princípios e realizar os direitos dos titulares dos dados.

## **3.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A proposta de reformulação do RAC visa a concretização regulamentar da totalidade do regime jurídico previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019. De entre as alterações colocadas a consulta, merecem especial referência, desde logo pelo seu impacte transversal ao regulamento, as relacionadas com a consideração

de unidades de armazenamento, sob a forma de armazenamento estático e de baterias de veículos elétricos, no pressuposto de ligação autónoma à rede (interna ou RESP) <sup>1</sup>.

Em relação ao armazenamento estático, a proposta de integração no contexto regulamentar do autoconsumo assentou nos seguintes princípios:

- Equiparação do armazenamento estático a UPAC. Note-se que, ainda que uma unidade de armazenamento tenha um comportamento híbrido (ora de «consumo», ora de «produção»), para efeitos do regime de autoconsumo, essa unidade visa, fundamentalmente, diferir a utilização final da energia produzida pela instalação de produção e, nessa ótica, afigura-se como mais lógica a equiparação a UPAC (do que a uma instalação de consumo). Assim é para efeitos de medição, de contratação de fornecimento, de tratamento da energia a partilhar, de disponibilização de informação, etc.;
- Aderência ao conceito de armazenamento de energia renovável estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, priorizando a produção da UPAC para injeção no armazenamento, nos períodos quarto-horários em que coexistam (sendo a restante energia produzida partilhada pelas instalações de utilização (IU) ou sendo a restante energia injetada no armazenamento fornecida através de um contrato dedicado celebrado com um comercializador);
- Consideração da energia extraída do armazenamento como energia produzida pela UPAC, aplicando-se-lhe primeiro a prioridade à injeção e, depois, os coeficientes de partilha estabelecidos.

Adicionalmente, a proposta apresentada pela ERSE não equiparou totalmente o armazenamento com recurso a baterias de veículos elétricos ao armazenamento estático, nos termos enunciados acima, devido, por um lado, à especificidade do regime jurídico da mobilidade elétrica e, por outro lado, ao maior desacoplamento entre a energia produzida pela UPAC e a energia armazenada nas baterias, quando em comparação com o armazenamento estático. Assim:

---

<sup>1</sup> A referência à ligação autónoma é da maior importância, porquanto a existência de unidades de armazenamento com ligação à rede partilhada com instalações de consumo ou de produção não tem implicações substantivas ao nível do quadro regulamentar. Com efeito, quando a partilha de ligação à rede é com uma instalação de consumo, o armazenamento constitui-se como instrumento para gestão dos consumos dessa instalação (ainda que introduza a possibilidade de injeção de energia na rede) e quando essa partilha é com uma instalação de produção, o armazenamento é, fundamentalmente, um meio de controlo da energia produzida (ainda que podendo reforçar o consumo de energia a partir da rede).

- Para salvaguardar a compatibilização dos regimes jurídicos do autoconsumo e da mobilidade elétrica, propôs-se que os pontos de carregamento bidirecionais integrados na rede de mobilidade elétrica fossem enquadrados em projetos-piloto, como previstos no RAC e no Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) <sup>2</sup>;
- Em relação aos restantes pontos de carregamento bidirecionais, a proposta previa que 1) nos períodos em que se registasse saldo de injeção na rede (interna ou RESP), ou seja, quando houvesse injeção da energia armazenada, as regras aplicáveis seriam semelhantes às das UPAC (e às do armazenamento estático) e 2) nos períodos em que se registasse saldo de consumo a partir da rede (interna ou RESP), ou seja, quando houvesse injeção na bateria, as regras aplicáveis seriam semelhantes às das instalações de consumo.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

De entre os comentários recebidos às propostas da ERSE relativamente ao tratamento do armazenamento, quer estático quer através de baterias de veículos elétricos, o tópico mais comentado foi a **prioridade de partilha da energia da UPAC com o armazenamento**. Além do Conselho Consultivo e Conselho Tarifário onze entidades (ACEMEL, APESE, Coopérnico, SU Eletricidade, GALP, APREN, AdEPorto e Lisboa E-Nova, EDP Energias de Portugal, Goldenergy, INESC TEC, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia) são desfavoráveis à proposta ou propõem alternativas.

Parte das entidades justificam a sua oposição assinalando que, por definição, o objetivo principal da atividade de autoconsumo deve ser o consumo e não o armazenamento (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário e, também, Goldenergy, Galp, APREN). Algumas desta realçam que a proposta responde ao conceito de armazenar energia renovável (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário e, também, AdE Porto e Lisboa E-Nova, APREN, Galp), embora outras (EDP Energias de Portugal), refiram que não há garantia de que a totalidade da energia injetada na unidade de armazenamento tenha origem na UPAC.

O Conselho Consultivo e a Galp consideram que deve ser privilegiada uma solução em que a energia produzida seja preferencialmente alocada ao consumo e não ao armazenamento. Estas entidades assinalam que o Decreto-Lei n.º 162/2019 aponta para que o armazenamento no âmbito do autoconsumo se refere aos excedentes da UPAC.

---

<sup>2</sup> Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, e alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro.

O Conselho Tarifário recomenda que a ERSE pondere formas alternativas de equilibrar os dois princípios (assegurar a origem renovável do armazenamento e princípio intrínseco do autoconsumo), o que poderá passar por permitir uma maior flexibilidade na alocação da produção das UPAC ao armazenamento, como acontece com as IU, conjugada com a obrigação de fornecimento de energia renovável pelo comercializador de armazenamento.

O Conselho Tarifário e a EDP Energias de Portugal referem que o armazenamento estático poderia, por opção dos autoconsumidores/entidade gestora do autoconsumo coletivo (EGAC), ter tratamento idêntico ao proposto para o armazenamento em pontos bidirecionais para carregamento de veículos elétricos (receber produção das UPAC como as restantes IU, em função dos coeficientes de partilha atribuídos).

Tanto o Conselho Tarifário como a Goldenergy apontam, que dar prioridade ao abastecimento das UPAC às IU permite orientar o correto dimensionamento das UPAC.

Diversas entidades (Conselho Consultivo e, também, AdE Porto e Lisboa E-Nova, APERN, Galp) referem que a proposta não permite que otimizar a utilização do armazenamento, nomeadamente, pela minimização de excedentes e pela otimização dos custos associados ao fornecimento por um comercializador. Por exemplo, que, pela proposta, o autoconsumo pode ser adiado para um momento em que o benefício económico para o autoconsumidor seja inferior ao que este teria caso o autoconsumo fosse realizado no momento da produção, designadamente nos casos em que o contrato de fornecimento à IU por um comercializador tenha diferenciação horária. Além disso, podem ocorrer situações em que a própria quantidade de energia de autoconsumo seja menor, por desalinhamento entre o perfil de consumo da IU em relação e os perfis de produção e do armazenamento. É igualmente referido (APREN) que a proposta pode ser entrave à maximização da eficiência da utilização deste tipo de sistemas.

A ACEMEL e a Coopérnico, consideram que, embora a ideia de partilha prioritária seja interessante <sup>3</sup>, a regra proposta para o armazenamento não é consensual. Estas e ainda outras entidades (ACEMEL, AdE Porto e Lisboa E-Nova, APESE, SU Eletricidade, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia, SU Eletricidade) consideram que essa é uma decisão que deve ser deixada ao critério da EGAC.

A E-Redes considera que a proposta implica uma forma de alocação dinâmica, e, portanto, mais complexa. Na prática, a determinação da alocação entre UPAC e sistemas de armazenamento variará, em cada

---

<sup>3</sup> A questão da partilha é detalhada em secção autónoma.

período quarto-horário, em função das decisões de carregamento da bateria, só verificáveis posteriormente.

A questão da **origem renovável da energia armazenada** é vista favoravelmente pelas entidades que enviaram comentários (Conselho Tarifário e, também, AdE Porto e Lisboa E-Nova, Galp, Iberdrola).

A AdE Porto e Lisboa E-Nova entendem que a possibilidade de injetar energia nos sistemas de armazenamento que não tenha como princípio a energia produzida pelas UPAC é contraditória com a indicação do RAC de que o objetivo destes sistemas é «armazenar a energia renovável».

O Conselho Tarifário, conforme referido acima, entende que a garantia da origem renovável da energia armazenada não pode sobrepor-se ao princípio intrínseco do autoconsumo. Nesse sentido, como formas alternativas de equilibrar os dois princípios em jogo, o Conselho Tarifário menciona a obrigação de que o fornecimento pelo comercializador de armazenamento seja proveniente de energia renovável. A Iberdrola também considera que o contrato com o comercializador de armazenamento deveria assegurar um fornecimento de energia 100% renovável.

A Galp refere que um dos motivos porque entende que não se deve permitir a compra de energia para armazenar se deve a não estar assegurado que essa energia fornecida pelo comercializador do armazenamento foi produzida a partir de fontes renováveis.

Associado ao tópico anterior, está o da **possibilidade de o armazenamento ser carregado a partir da RESP**. Parte dos comentários (APESE, Coopérnico, Iberdrola, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia, INESC TEC) são no sentido de que não seja impedida ou que seja obrigatória. Outros são contra essa possibilidade (AdE Porto e Lisboa E-Nova, Galp).

O INESC TEC considera que deve ser explicitamente permitido o carregamento da unidade de armazenamento através de contratualização com comercializador, mesmo nas situações em que esta poderia estar a ser carregada pela UPAC. A Coopérnico refere que não se devem impossibilitar modelos de negócio que poderão ser relevantes na otimização dos ativos a instalar.

O Conselho Tarifário concorda com a autonomização do contrato de fornecimento dos consumos do sistema de armazenamento do contrato de fornecimento de consumos da UPAC.

Pelo contrário, a Galp considera que não deve ser permitida a compra de energia para armazenar, por se encontrar fora do âmbito do autoconsumo e por não estar assegurada que essa energia comprada ao comercializador do armazenamento foi produzida a partir de fontes renováveis.

Conforme referido acima, a AdE Porto e Lisboa E-Nova entendem que a possibilidade de injetar energia nos sistemas de armazenamento que não tenha como princípio a energia produzida pelas UPAC é contraditória com a indicação do RAC de que o objetivo destes sistemas é «armazenar a energia renovável».

O Conselho Consultivo entende que ocorrerá carregamento através da RESP apenas quando, por desencontro entre as previsões de produção da UPAC e a produção efetiva, tenha sido introduzida no armazenamento mais energia do que aquela que foi gerada na UPAC. Considera que a regulamentação deve sinalizar que o regime de autoconsumo, em especial em instalações de dimensão reduzida, não deverá ser desenvolvido com o fito de produção de energia para armazenamento.

A proposta de **equiparar o armazenamento a UPAC** obteve comentários tanto a favor (Conselho Tarifário, INESC TEC), como contra (ACEMEL, Coopérnico, EDP Energias de Portugal, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia).

O Conselho Tarifário refere que, num autoconsumo coletivo, a rede onde se liga um sistema de armazenamento tem de ter condições para receção da potência para partilha da energia injetada pelas IU participantes. Assim, aplicar-se-ão as regras de determinação dos encargos de ligação à rede em vigor, para unidades de produção. As restantes matérias do RAC (medição, contratação de fornecimento de energia para consumos próprios, tratamento da energia a partilhar, disponibilização de informação, etc.) são em quase tudo semelhantes às das UPAC.

A ACEMEL, a Coopérnico, a EDP Energias de Portugal e o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia consideram que uma unidade de armazenamento autónoma é, em modo de fluxos de energia, semelhante a uma IU com UPAC integrada, ligada à RESP através de um contador bidirecional.

Quanto ao tratamento do **armazenamento em pontos bidirecionais para carregamento de veículos elétricos**, os comentários recebidos não se opõem à proposta, embora sejam a favor de que não haja um tratamento diferenciado entre este armazenamento e o armazenamento estático (Conselho Tarifário e, também, ACEMEL, Coopérnico, EDP Energias de Portugal, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia).

A ACEMEL, a Coopérnico e o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia entendem que os pontos de carregamento bidirecionais de veículos são semelhantes ao armazenamento estático, sendo que propõem equiparar o armazenamento como instalação de consumo com produção, conforme referido acima.

O Conselho Tarifário argumenta que o tratamento proposto para o armazenamento em postos bidirecionais para carregamento de veículos elétricos deveria poder ser aplicado ao armazenamento dissociado de UPAC, por opção dos autoconsumidores. O Conselho Tarifário considera que a proposta dá aos postos de carregamento bidirecionais uma facilidade que não é concedida a uma IU que também registre injeção na rede e, além disso, o armazenamento na bateria do veículo elétrico é tratado como tendo origem renovável, sem haver certeza de que efetivamente o seja.

O Conselho Consultivo considera equilibrada a proposta de tratamento dos pontos de carregamento bidirecionais em instalações de autoconsumo.

#### **DECISÃO DA ERSE**

As propostas relativas à consideração do armazenamento (estático e com recurso a baterias de veículos elétricos) no quadro regulamentar aplicável à atividade de autoconsumo mereceram vários comentários dos participantes na consulta que refletem, por um lado, interpretações e expectativas diversas em relação ao estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 162/2019 e, por outro lado, a novidade que estes sistemas constituem (desde logo, ao nível do seu comportamento).

De um modo geral, esses comentários suscitam a discussão em torno de dois aspetos essenciais: a origem da energia armazenada e a harmonização das regras aplicáveis aos sistemas de armazenamento estático e com recurso a baterias de veículos elétricos.

Em relação à origem da energia armazenada discute-se se se deve ou não, por um lado, restringir à energia produzida pela(s) UPAC e, por outro lado, não se restringindo (ou seja, permitindo armazenamento a partir da RESP), garantir que a energia armazenada foi produzida a partir de fontes renováveis.

Ora, desde logo no caso das baterias de veículos elétricos, uma e outra discussões afiguram-se de conclusão imediata. Com efeito, a circunstância do carregamento das baterias de veículos elétricos poder ter lugar em qualquer ponto de carregamento, conjugada com a existência de um regime jurídico próprio que faz

intervir agentes sobre os quais o setor elétrico não tem visibilidade <sup>4</sup>, introduz um desacoplamento significativo entre estes sistemas de armazenamento e o próprio sistema de autoconsumo em que se inserem, não havendo como restringir a energia armazenada nas baterias de veículos elétricos à produzida pela(s) UPAC <sup>5</sup>, nem como garantir a origem renovável dessa energia <sup>6</sup>.

Neste contexto, parece não se adequar a leitura restritiva do estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, designadamente quando define «autoconsumidor individual» como sendo um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria [al. e), art.º 2.º] ou quando atribui às CER a faculdade de produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável [al. a), n.º 4, art.º 19.º].

Por outro lado, para os sistemas de armazenamento estático, restringir a energia armazenada à partilhada pela UPAC: 1) configuraria uma subutilização <sup>7</sup> desses sistemas, no pressuposto de correto dimensionamento, quer da UPAC, quer do armazenamento, 2) impor uma condição que se antecipa não ser replicável para efeitos da consagração da atividade autónoma de armazenamento e, por último e talvez mais importante, 3) não seria exequível, nem fisicamente, nem no plano da sua consideração posterior no perímetro do autoconsumo (ou seja, uma vez extraída), desde logo para os sistemas de armazenamento não ligados de forma autónoma à rede <sup>8</sup>.

É, também, esta última circunstância que não permite acomodar a sugestão de imposição de contrato de fornecimento de energia renovável para efeitos das injeções nas unidades de armazenamento que excedam a energia partilhada pela UPAC com essas unidades. Tomando como exemplo um ponto de ligação à rede de uma instalação de consumo que também integre uma unidade de armazenamento, não é

---

<sup>4</sup> O exemplo mais evidente é o dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), com quem os utilizadores de veículos elétricos celebram contrato de fornecimento para o carregamento dos seus veículos em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

<sup>5</sup> Note-se que, apesar de o Decreto-Lei n.º 162/2019 integrar no conceito de energia armazenada a acumulada em baterias de veículos elétricos, o propósito maior dessa energia é a propulsão dos veículos e não a sua partilha em contexto de autoconsumo.

<sup>6</sup> Em tese, poder-se-ia perspetivar uma obrigação de contratação com os CEME de fornecimento de energia renovável que, contudo, não beneficiaria de condições de auditabilidade. Faz-se notar que cada utilizador de veículo elétrico pode contratar o fornecimento com vários CEME, para efeitos de utilização dos pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica e que, adicionalmente, pode sempre recorrer ao carregamento através da utilização de tomadas elétricas convencionais.

<sup>7</sup> Acentuada pela admissão de que a energia produzida pela UPAC deve, em primeira instância, ser autoconsumida, e não armazenada.

<sup>8</sup> De facto, nem nas etapas de registo e licenciamento, nem já em fase de exploração, é assegurada a identificação de sistemas de armazenamento cujo ponto de ligação à rede seja partilhado com instalações de consumo e/ou de produção, licenciadas como tal.



diferenciável a energia consumida pela instalação de consumo da armazenada nessa unidade. Também neste exemplo, mesmo no pressuposto de que a unidade de armazenamento fosse visível para o sistema, não seria proporcional impor tal condição ao contrato de fornecimento da instalação de consumo.

Recorde-se que, para promover a aderência das regras regulamentares à primazia de armazenamento de energia renovável no regime de autoconsumo, a ERSE propôs que a energia produzida pelas UPAC fosse atribuída prioritariamente às unidades de armazenamento. Esta proposta foi, contudo, objeto de crítica na consulta, com base nos seguintes argumentos principais: 1) o exercício da atividade de autoconsumo deve privilegiar a alocação da energia produzida às instalações de consumo e não ao armazenamento e 2) a gestão das unidades de armazenamento deve poder ser flexível e dinâmica, de modo a maximizar a sua eficiência. Em relação a este último argumento, vários participantes sugeriram que se adotasse para as unidades de armazenamento estático ligadas de forma autónoma à rede a proposta apresentada pela ERSE para os pontos de carregamento bidirecionais.

A análise ponderada dos comentários recebidos, conjugada com a necessidade de equilibrar as possíveis leituras interpretativas dos regimes legais (do autoconsumo de energia renovável e da mobilidade elétrica) com as limitações impostas pelos próprios sistemas e procedimentos em vigor, determina, na atual fase de desenvolvimento regulamentar, a adoção de um modelo que assegure, por um lado, equiparação do quadro de regras aplicáveis aos sistemas de armazenamento estático e com recurso a baterias de veículos elétricos e, por outro lado, flexibilidade para a gestão dos sistemas de armazenamento. Assim, e face à proposta inicialmente submetida a consulta:

- Adotam-se para as unidades de armazenamento estático as regras do armazenamento com recurso a baterias de veículos elétricos, nomeadamente, em termos da possibilidade de aplicação de um coeficiente de partilha, quando estas unidades se encontrem a extrair energia da rede, e da consideração da energia injetada na rede como a restante energia de produção;
- Mantém-se a possibilidade de armazenamento de energia não produzida pelas UPAC;
- Mantém-se a possibilidade de armazenamento de energia não renovável;
- Elimina-se a prioridade de partilha da energia produzida pelas UPAC com as unidades de armazenamento estático (ligadas de forma autónoma à rede).

Na prática, e em jeito de resumo, o modelo agora adotado, indo ao encontro da sugestão de vários participantes na consulta, integra o armazenamento numa lógica de emulação de uma instalação de

consumo com produção, aplicando-se as respetivas regras (de consumo ou de produção) consoante o comportamento dominante do armazenamento em cada período quarto-horário.

### 3.3 MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

#### 3.3.1 MEDIÇÃO E LEITURA

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No respeitante às atividades de medição e leitura, as principais propostas de alteração regulamentar submetidas a consulta resultaram, fundamentalmente, da consideração de unidades de armazenamento no modelo de autoconsumo ou da experiência de aplicação do quadro de regras atualmente em vigor.

Assim, no primeiro caso, cabe referir as seguintes propostas:

- Consagração do ponto de ligação autónoma (à rede interna ou à RESP) de uma unidade de armazenamento como ponto de medição obrigatória, numa lógica de equiparação destas unidades às UPAC (equiparação aplicável, desde logo, aos encargos com os respetivos equipamentos de medição);
- Dispensa de instalação de equipamento de medição no ponto de ligação à instalação de utilização (IU) da unidade de armazenamento integrada em autoconsumo individual, independentemente da respetiva potência instalada;
- Entrada em exploração da unidade de armazenamento com ligação autónoma à rede (interna ou RESP) condicionada pela correta integração do equipamento de medição no sistema de telecontagem do respetivo operador da rede, à semelhança do estabelecido para as UPAC.

Já em relação às alterações motivadas pela experiência de aplicação do atual quadro regulamentar, destacam-se as seguintes:

- Previsão de mecanismos alternativos de divulgação pelos operadores das redes aos consumidores dos planos de instalação de equipamentos de medição inteligentes (a utilizar apenas durante o ano de 2021);

- Autonomização no RAC do preço regulado para aquisição de equipamentos de medição inteligentes (até agora previsto no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, RSRI);
- Inclusão das unidades de armazenamento nas regras de tratamento de anomalias de medição e leitura (prevendo estimativas nulas);
- Alteração das regras de tratamento de anomalias de medição e leitura aplicáveis às UPAC, propondo-se harmonização com as aplicáveis às IU (com as necessárias adaptações e considerando, se aplicável, o perfil de produção).

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

De uma forma geral, e sem prejuízo dos comentários específicos que se reproduzem e discutem no ponto 5 deste documento, as propostas relativas à integração das unidades de armazenamento no modelo de autoconsumo (no âmbito dos equipamentos de medição a instalar e integrar nos sistemas de telecontagem dos operadores de rede), mereceram concordância por parte dos participantes na consulta.

Relativamente às propostas de alteração motivadas pela experiência de aplicação do RAC em vigor, o tema que mereceu mais comentários foi o plano de instalação de equipamentos de medição inteligentes. De entre estes, vários foram no sentido de sublinhar a importância deste instrumento e a necessidade da sua divulgação de forma clara, simples e transparente, assegurando que se cumpre o respetivo propósito: permitir a cada potencial autoconsumidor saber se a respetiva instalação de utilização será ou não dotada de equipamento de medição inteligente pelo operador de rede respetivo nos próximos 12 meses.

O Conselho Tarifário recomendou a introdução de obrigação dos ORD BT indicarem nas suas páginas de internet que os consumidores podem, ao abrigo do regime transitório proposto, obter informação individualizada relativa à instalação de equipamentos de medição inteligentes através dos canais de atendimento dos ORD BT ou através dos respetivos comercializadores.

A E-Redes propôs que o modelo transitório para divulgação do plano de instalação (através dos canais de atendimento do operador de rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão, ORD BT, ou do respetivo comercializador) seja adotado como definitivo, complementado com a disponibilização na sua página de internet de informação sobre o plano de instalação ao nível das freguesias. Por seu lado, a Goldenergy discordou do envolvimento dos comercializadores no modelo transitório de divulgação do plano de

instalação, dado o risco de erro de transmissão da informação relativa a uma atividade sobre a qual os comercializadores não têm controlo. Finalmente, segundo a CEVE, de forma a simplificar e garantir a proteção dos dados pessoais dos consumidores, a informação relativa à instalação de equipamentos de medição inteligentes deve cingir-se à indicação de quando o posto de transformação que alimenta a instalação de utilização vai ser alvo da substituição dos equipamentos de medição e ficar ao abrigo dos serviços das redes inteligentes.

O prazo máximo de 30 dias proposto para a correção de anomalias de medição e leitura (art.º 40.º), mereceu comentários em sentido oposto por parte dos participantes. Assim, o Conselho Tarifário e, também, a Goldenergy consideram que se pode admitir um prazo mais curto, nomeadamente quando é possível a resolução por acesso remoto aos equipamentos. Já a CEVE entende que, em determinadas situações (por exemplo, problemas técnicos de telecomunicações devidos a terceiros), o prazo proposto pode não ser suficiente, sugerindo que esse prazo se aplique apenas em situações normais de funcionamento da rede de comunicações.

Por último, e apesar de não ter sido objeto de proposta de alteração, foram recebidos alguns comentários relativamente ao enquadramento previsto para as instalações de autoconsumo estabelecidas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro (instalações de autoconsumo pré-existentes, art.º 49.º). Em concreto, 1) a APREN sugere que os planos de instalação pelos ORD BT de equipamentos de medição inteligentes abranjam as instalações de autoconsumo pré-existentes ou que, em alternativa, essas instalações estejam isentas da aplicação do RAC, exceto se pretenderem fazer alterações (por exemplo, aumento de potência) e 2) a FactorEnergia discorda da inclusão das instalações pré-existentes no novo regime de autoconsumo, em particular no que respeita à instalação de equipamentos de medição em UPAC com potência instalada superior a 4 kW, a menos que seja o operador da rede a suportar o respetivo custo.

## **DECISÃO DA ERSE**

O n.º 3 do art.º 27.º da proposta de reformulação do RAC submetida a consulta impõe aos ORD BT a divulgação nas suas páginas na internet dos planos de instalação de equipamentos de medição inteligentes, com um horizonte mínimo de 12 meses, assegurando a necessária proteção dos dados pessoais.

O horizonte proposto de 12 meses decorria do estabelecido no n.º 2 do mesmo artigo, que imputa aos ORD BT os encargos de aquisição dos equipamentos de medição nos pontos de ligação das IU (à rede interna ou à RESP) sempre e quando a instalação desses equipamentos esteja planeada pelos ORD BT para ter lugar no prazo máximo de 12 meses a contar da data do pedido de instalação.

Como referido no documento justificativo que acompanhou a abertura deste processo de consulta, foram reportadas à ERSE dificuldades de implementação do disposto no referido n.º 3, respeitantes à conciliação da divulgação na internet com a proteção dos dados pessoais – note-se que a desagregação da informação deve ser ao nível de cada ponto de entrega. Por esta razão foi proposto um regime transitório (aplicável durante o ano de 2021) com recurso a canais de comunicação alternativos que permitam, no imediato, assegurar essa proteção de dados.

Sublinha-se que, a proposta da ERSE não impõe a adoção deste regime transitório: nos casos em que não existam dificuldades de concretização do previsto no n.º 3 do art.º 27.º deve ser este o regime a implementar; nos restantes casos, aceita-se o regime transitório, mas apenas durante o ano de 2021.

De facto, a disponibilização de dados ao nível do código de ponto de entrega (CPE) caracteriza-os como pessoais, nos termos da legislação em vigor<sup>9</sup>. Contudo, salvo melhor opinião, tal circunstância não diferencia a informação relativa à data prevista para a instalação de equipamento de medição inteligente de qualquer outra que seja disponibilizada com o mesmo nível de desagregação (por exemplo, os dados de consumo). Com efeito, o próprio RAC, ao inscrever uma remissão para o RSRI, estabelece as plataformas eletrónicas dos ORD BT como meio de acesso aos dados pelos diversos intervenientes, existindo já exemplos concretos de implementação desse acesso.

Pelas razões expostas, a ERSE não adota a proposta apresentada pela E-Redes de substituição do modelo definitivo pelo transitório, desobrigando os ORD BT de disponibilização online dos planos de instalação dos equipamentos de medição inteligente desagregados por CPE. No entanto, face aos comentários recebidos, são introduzidas na formulação submetida a consulta algumas alterações, com o objetivo de:

- Estabelecer um modelo de acesso pelos consumidores à informação relativa à previsão de instalação de equipamento de medição inteligente pelos ORD BT na respetiva instalação de utilização, através das páginas da internet dos ORD BT<sup>10</sup> e dos canais de comunicação direta existentes (entre ORD BT e consumidores); adicionalmente, prever a concretização obrigatória da

---

<sup>9</sup> Nos termos do 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, dados pessoais correspondem à informação relativa a uma pessoa singular identificada ou identificável («titular dos dados»), considerando-se identificável uma pessoa singular que possa ser identificada, direta ou indiretamente, em especial por referência a um identificador, como por exemplo um nome, um número de identificação, dados de localização, identificadores por via eletrónica ou a um ou mais elementos específicos da identidade física, fisiológica, genética, mental, económica, cultural ou social dessa pessoa singular.

<sup>10</sup> A concretização da obrigação ao nível da página da internet pode ter lugar, por exemplo, através de área reservada a cada consumidor com acesso sujeito a registo prévio.

referida disponibilização da informação nas páginas da internet dos ORD BT até ao final deste ano, acompanhada de informação que indique que, enquanto essa disponibilização não se concretizar, os consumidores podem ser informados através dos canais de comunicação direta;

- Estabelecer, como complemento ao modelo referido no ponto anterior (e não como substituto deste), a obrigação de divulgação pública pelos ORD BT dos respetivos planos de instalação de equipamentos de medição inteligentes, detalhados por freguesia e cobrindo um período mínimo de 12 meses;
- Estabelecer a possibilidade de incluir os comercializadores para efeitos da divulgação referida no ponto anterior, numa base voluntária;
- Assegurar, em todas as circunstâncias, a proteção dos dados pessoais.

No que respeita aos comentários relacionados com o prazo máximo de 30 dias proposto para a correção de anomalias de medição e leitura, importa recordar que o mesmo se encontra também estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) e no RSRI (sendo que, no caso do RSRI, os equipamentos de medição inteligentes e o acesso remoto são, à semelhança do estabelecido para o regime de autoconsumo, condição necessária).

Adicionalmente, nos termos regulamentarmente previstos, a responsabilidade pela correção destas anomalias é dos operadores das redes, pelo que qualquer alteração a este prazo (em particular, como sugerido por alguns participantes na consulta, no sentido da sua redução) deve, no entender da ERSE, beneficiar do seu envolvimento, não apenas para aferição da respetiva viabilidade, mas também da sua materialidade (desde logo, no caso das anomalias de medição, em que medida o acesso remoto ao equipamento de medição encerra ou não potencial de resolução mais célere dessas anomalias). Assim, toma-se boa nota dos comentários recebidos e, preferencialmente aquando da próxima revisão do GMLDD, será ponderada a possibilidade de revisão deste prazo. Por último, e para tornar mais claros o enquadramento e o propósito, inscreve-se no RAC remissão para o prazo estabelecido no GMLDD.

Ainda no âmbito do tratamento de anomalias de medição e leitura, atentos os conceitos de IC, IPr e IA agora adotados no Regulamento e, em particular, a possibilidade de as IC terem dispositivos de armazenamento ou UPAC integrados e das próprias IPr poderem também integrar dispositivos de armazenamento, entende a ERSE não se justificar o tratamento segregado de cada tipo de instalação, como se propôs a consulta. Desta forma, e independentemente da instalação em causa (IC, IPr ou IA), o articulado passa a inscrever remissão genérica para as regras previstas no GMLDD para tratamento de anomalias de

medição e leitura na circunstância de acesso remoto, salvaguardando a eventual necessidade de adaptação dessas mesmas regras, particularmente na presença de armazenamento ou produção, uma vez que, recorde-se, estas regras se encontram estabelecidas no referencial de instalações de consumo.

Em relação aos comentários relativos ao tratamento das instalações de autoconsumo pré-existentes (em exploração ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro), importa recordar que o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, estabelece, no n.º 2 do art.º 29.º, que essas instalações passam a reger-se pelo novo regime. Naturalmente, a aplicação das novas regras, nomeadamente no que respeita ao tratamento dos dados, implica adaptações ao nível dos equipamentos de medição e da sua interligação com os sistemas dos operadores de rede, devendo estes implementá-las para aplicar aos projetos de autoconsumo pré-existentes os procedimentos que vigoram para os novos.

A alteração mais visível passa pela consideração de saldos entre a receção e a injeção na rede, em cada período de 15 minutos, para determinar o consumo e o excedente. Quando seja necessário proceder à substituição do equipamento de medição na fronteira entre a instalação de utilização e a rede, a responsabilidade pelos encargos com essa substituição segue as mesmas regras definidas para os novos projetos. Salvaguarda-se, neste caso, a definição de um período de 5 anos durante o qual os autoconsumidores e os operadores de rede devem fazer essa transição (o autoconsumidor tem, portanto, o direito de se opor à substituição do equipamento durante o período referido ou, se ocorrer antes, até à integração da sua instalação numa rede inteligente decorrente do plano ordinário do operador).

Quando a adaptação não implique a substituição do equipamento, os operadores de rede devem implementar as novas regras prontamente.

Por último, faz-se notar que 1) os planos de instalação de equipamentos de medição inteligentes pelos ORD BT devem respeitar a todos os pontos de entrega que não estejam dotados destes equipamentos, independentemente destes se encontrarem ou não acolhidos ao anterior regime de autoconsumo e 2) o Decreto-Lei n.º 153/2014 já estabelecia a obrigação de contagem da eletricidade total produzida por UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW [n.º 1, art.º 22.º].

### 3.3.2 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de alteração do RAC clarificou as regras aplicáveis à disponibilização de dados na situação de autoconsumo individual utilizando a RESP.

A proposta definiu também a incorporação de sistemas de armazenamento num autoconsumo. Nesta proposta era preponderante a atribuição prioritária da produção das UPAC aos sistemas de armazenamento (instalações autónomas). Esta atribuição prioritária, apurada em cada período de 15 minutos, implicava considerar que a produção das UPAC seria preferencialmente imputada às (eventuais) injeções no sistema de armazenamento antes da partilha com as IU. Note-se que a injeção total nos sistemas de armazenamento em cada momento resulta da operação de cada sistema feita pelo respetivo titular. Por isso, a injeção não originada nas UPAC seria imputada a um contrato de fornecimento com um comercializador específico para o sistema de armazenamento.

A proposta previu a disponibilização dos dados relativos a cada sistema de armazenamento autónomo ou a cada UPAC à respetiva EGAC.

A proposta clarificou também que a produção de múltiplas UPAC associadas num mesmo autoconsumo é sujeita à aplicação de coeficientes de partilha comuns. Não obstante, essa produção é tratada em separado no caso de serem aplicáveis tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

Outra das clarificações da proposta de alteração do RAC refere-se ao cálculo da potência tomada, no caso das IU em Baixa Tensão Especial (BTE) ou nos níveis de tensão superiores. A proposta clarifica que a grandeza Potência Tomada se obtém tendo por base o consumo medido na IU, determinado a partir de saldos consumo-injeção em cada período de 15 minutos.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os contributos da consulta pública identificaram potenciais inconsistências entre as definições (art.º 3.º) e as grandezas a disponibilizar definidas no Capítulo III. Adicionalmente, é solicitada a clarificação dos conceitos incluídos na disponibilização de dados, como a exigência da disponibilização de dados discriminados em 15 minutos, a disponibilização da variável potência tomada ou da energia reativa, entre



outros [ACEMEL, APREN, Capital Eficiente, EDP Energias de Portugal, E-Redes, Mário Almeida, SU Eletricidade].

Foi ainda referida uma eventual contradição entre a consideração de uma UPAC integrada numa IU apenas no caso do autoconsumo individual (art.º 26.º) e a consideração de injeções de energia da IU para a rede, na definição do consumo medido na IU no autoconsumo coletivo (art.º 38.º) [APESF, APREN].

Alguns comentários identificam que o prazo de 5 dias para a disponibilização diária de dados discriminados e validados deveria ser encurtado, de forma a facilitar a gestão do autoconsumo com dados mais próximos do tempo real [ACEMEL, GALP].

Tal como aconteceu na consulta pública n.º 82 <sup>11</sup>, alguns contributos referem que o comercializador da IU deve ter acesso aos dados do consumo medido (além do consumo imputado ao comercializador, ou «consumo fornecido»), para poder justificar mais claramente a construção da fatura aos seus clientes, nomeadamente o apuramento do consumo a faturar. Um contributo refere a vantagem de o comercializador da IU incluir na respetiva fatura os valores totais da leitura no contador do cliente, para credibilização da própria fatura. Os comentários referidos, apontam que as regras do autoconsumo criam diferenças entre os valores recolhidos diretamente dos equipamentos de medição e os valores usados para os relacionamentos comerciais, o que pode originar dificuldades de entendimento e conflitos sobre a faturação [APREN, CEVE, SU Eletricidade].

A CEVE refere que o comercializador da IU deve ter acesso a informação de que o seu cliente tem uma UPAC integrada e qual a sua potência, para incorporar essa informação nas suas previsões de consumo.

A REN comentou que a aplicação da tarifa de uso da rede de transporte à produção ou do mecanismo de equilíbrio concorrencial pressupõe o acesso discriminado ao excedente de cada instalação de produção na rede de distribuição, e não meramente em portfólio.

Alguns dos participantes na consulta opõem-se a que o comercializador da IU receba os dados do consumo medido na IU, além do consumo fornecido por este, nos casos em que não há lugar à faturação de energia reativa. O consumo medido é necessário a essa faturação de energia reativa indutiva mas, no caso das IU em baixa tensão normal (BTN), não se aplica [Conselho Consultivo e, também, E-Redes].

---

<sup>11</sup> [Regulamentação do Autoconsumo](#).

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE reconhece a vantagem de aumentar a clareza e consistência entre as definições (art.º 3.º) e os conceitos dos dados a disponibilizar (Capítulo III).

Assim, alterou-se o articulado no sentido de minimizar a repetição de conceitos no artigo 3.º, por um lado, mas também de identificar num artigo próprio todos os conceitos de dados a disponibilizar, separando esta definição da mera identificação dos dados a disponibilizar a cada entidade.

Neste processo, foi clarificado que os dados a disponibilizar são, por princípio, dados discriminados em 15 minutos (diagramas de carga). A exceção a este princípio é a disponibilização de dados para os comercializadores das instalações de consumo, de produção ou de armazenamento. Os dados a disponibilizar decorrentes de obrigação regulamentar, nestes casos, restringem-se aos dados diários acumulados por período tarifário (e não aos diagramas de carga). Os comercializadores poderão aceder aos diagramas de carga e aos dados completos envolvendo o autoconsumidor desde que obtenham o consentimento do seu cliente ou se os termos do seu contrato de fornecimento o previrem.

Os dados sobre energia reativa não se aplicam às instalações de BTN, assim como o comercializador da IU não deve receber o diagrama de carga do consumo medido na instalação neste tipo de instalações (salvo sob autorização do cliente). Efetivamente, quando há lugar à faturação de energia reativa, esta é baseada nos valores medidos no equipamento de medição, e não no consumo fornecido. Por isso, nas instalações que não BTN, o comercializador da instalação deve ter acesso aos dados do consumo medido (energia ativa e reativa).

A mesma questão se coloca na potência tomada. Nas instalações de consumo em BTN esta variável não é usada na faturação, pelo que foi excluída dos dados a disponibilizar ao comercializador da IU. Nas restantes instalações (outras instalações de consumo, de produção ou de armazenamento), o valor é faturado nas tarifas de acesso às redes. A potência tomada é calculada usando os saldos de 15 minutos no equipamento de medição da instalação. Desta forma, o seu valor pode ser obtido a partir do diagrama de carga do consumo medido.

A abordagem adotada na redação final do RAC prevê uma terminologia mais flexível quanto às modalidades de participação num autoconsumo. Assim, a título de exemplo, é considerada em geral a recolha e disponibilização de dados de consumo e de injeção numa IU, não especificando se existe uma UPAC instalada nessa IU. O consumo medido na IU será sempre um saldo entre consumo e injeção, ainda que muitas vezes não exista injeção na rede por não existir qualquer UPAC dentro da IU.

A ERSE reafirma a posição já assumida no RAC em vigor, quanto à disponibilização de dados ao comercializador da IU. Para acomodar a legislação sobre proteção de dados, o comercializador apenas terá acesso automático, i.e., decorrente de obrigações regulamentares e contratuais, aos dados do consumo fornecido (e, nas instalações não-BTN, ao consumo medido, para faturação do acesso às redes).

As questões sobre a vantagem em apresentar informação clara ao consumidor, que permita compreender a fatura de fornecimento, são pertinentes. Para isso, bastará ao comercializador, por exemplo, incorporar a autorização de acesso aos dados medidos no contrato de fornecimento. A experiência de aplicação do regime de autoconsumo e, mais em geral, dos serviços das redes inteligentes, permitirá perceber se esta informação completa do consumo se tornará prática comum nos contratos de fornecimento e nos canais de comunicação dos comercializadores com os seus clientes.

De todo o modo, a formalização da autorização de acesso aos dados completos do cliente é relevante para reforçar o cumprimento das regras de proteção de dados. No caso particular do comercializador de último recurso (CUR), esta questão deverá ser analisada no âmbito das condições gerais do contrato de fornecimento. Como contributo para facilitar o diálogo entre o comercializador e o seu cliente, o RAC foi alterado para incluir a disponibilização ao comercializador da IU do consumo medido da IU agregado por período tarifário. Estes dados agregados não constituem dados pessoais protegidos e oferecem uma ferramenta de credibilidade da fatura (através de uma referência que o cliente possa verificar) e de redução de conflitos.

Em complemento a esta questão, a CEVE propõe que o comercializador da IU tenha acesso a informação de que essa instalação tem (ou não) uma UPAC ou, mais genericamente, participa num autoconsumo. Efetivamente, estes dados são relevantes para o comercializador poder afinar as suas previsões de consumo a fornecer, minimizando os desvios de programação. E são também relevantes para o comercializador interagir com o cliente no contexto da faturação. O RRC (art.º 237.º) já prevê que a informação sobre se uma instalação participa num autoconsumo ou CER integra o respetivo Registo do Ponto de Entrega.

Foram revistos os dados a disponibilizar à EGAC para retirar o consumo da UPAC ou o fornecimento para injeção na unidade de armazenamento, uma vez que estes dados respeitam aos titulares de cada instalação e não relevam para a partilha de energia num autoconsumo.

A ERSE decidiu manter o prazo de disponibilização dos dados diários validados, nos 5 dias previstos, por coerência com o disposto no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes. Nota-se que este é um

prazo máximo, sendo esperado que, na maior parte dos casos, o processo de leitura e validação dos dados decorra antes desse prazo. Deve, ainda, ser sublinhado que o acesso em tempo real aos dados de consumo não validados é possível por acesso direto ao contador inteligente, através da sua porta série. Por esta via, o autoconsumidor ou uma entidade terceira pode aceder aos dados registados no contador a todo o momento.

A troca de dados entre o ORD e o operador da rede de transporte (ORT) é relevante em vários planos, mas, desde logo, para faturação pelo ORT das tarifas e outros encargos aplicáveis à produção. Esse tema foi levantado pelo ORT na consulta. O articulado final inclui uma norma para prever essa disponibilização de dados do ORD ao ORT, do excedente total imputado a cada UPAC ou unidade de armazenamento. Essa disponibilização de dados deve sujeitar-se aos requisitos de aplicação das tarifas, do equilíbrio concorrencial e aos mecanismos de participação no mercado grossista.

No caso das instalações de armazenamento (IA), a opção por não aplicar prioridade na atribuição da produção à injeção nessas instalações, sujeitando essa imputação a coeficientes de partilha definidos pela EGAC, conduz a que, nos períodos de 15 minutos em que há injeção de energia na IA (em saldo), lhe seja imputada energia partilhada. Se essa energia partilhada for superior à injeção na IA no mesmo período, gera-se um excedente na IA, tal como se de uma IU se tratasse, que contribui para a formação do excedente total. Este excedente na IA, eventual, foi incluído nos dados a disponibilizar.

Importa referir a diferença entre o excedente na IA referido no parágrafo anterior, que resulta das injeções na IA e da partilha de energia com a IA, do excedente total que resulta de um autoconsumo e que, para efeitos de venda em mercado, é imputado às várias IPr ou IA em jogo. Os dois conceitos são distintos, sendo usado o termo «excedente total imputado à IPr ou à IA» para designar o segundo.

### **3.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

#### **3.4.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP**

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Algumas modalidades do regime de autoconsumo previstas no Decreto Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, foram excecionadas de aplicação até 1 de janeiro de 2021. Assim, em relação a 2020, passam também a ser possíveis os **projetos licenciados de autoconsumo em que a UPAC e a IU se encontram ligadas em níveis**

**de tensão distintos**<sup>12</sup>. No que diz respeito às tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP, a proposta de reformulação do RAC submetida a consulta pública não traz alterações, uma vez que a redação atual do RAC já permite essa possibilidade, não restringindo as opções tarifárias à condição de UPAC e IU se encontrarem no mesmo nível de tensão.

Ainda assim, clarificou-se no articulado submetido a consulta que, no caso de serem licenciadas **soluções de autoconsumo em que a UPAC esteja ligada à RESP num nível de tensão inferior ao da IU**, as tarifas aplicáveis são equivalentes às de um projeto de autoconsumo com a UPAC ligada à RESP no mesmo nível de tensão em que se encontra ligada a IU.

Em relação ao tratamento tarifário a dar às situações de **inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC**, que podem implicar que a dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da UPAC na determinação das tarifas de acesso às redes do autoconsumo seja parcial, a proposta de reformulação do RAC mantém a sua equiparação com as situações sem inversão. No sentido de definir, no futuro, o conceito de inversão de fluxo e sua aplicação no âmbito das tarifas do autoconsumo, a proposta determina que os operadores de redes apresentem anualmente à ERSE um estudo de caracterização das situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão. Eventuais alterações serão discutidas e acomodadas na revisão do Regulamento Tarifário (RT) a ocorrer em 2021.

Quanto à possibilidade de **isenção dos encargos correspondentes aos CIEG** que incidem sobre as tarifas de acesso às redes do autoconsumo, a atual redação do RAC não conflitua com eventuais decisões governamentais que determinem modalidades de isenção de CIEG (onde se inclui o recente Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho).

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Em relação ao tratamento tarifário a dar a projetos de autoconsumo em que **UPAC e IU estão ligadas em níveis de tensão distintos** não houve comentários desfavoráveis, com o Conselho Tarifário, o Conselho Consultivo e a E-Redes a manifestarem a sua concordância.

Algumas entidades (ACEMEL, APESE, Coopérnico, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia) questionaram sobre de que modo são tratados projetos de autoconsumo em que há mais do que uma

---

<sup>12</sup> De notar que, de acordo com a proposta, as unidades de armazenamento autónomo podem ser equiparadas tanto a UPAC como a IU, conforme o seu comportamento dominante.

UPAC, ligadas às RESP em níveis de tensão distintos. Parte sugere especificar que as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo como do par produção-consumo, clarificando que uma IU pode ser tarifada com dois preços diferentes quando recebe energia de duas UPAC em níveis de tensão diferentes.

No caso particular de **soluções de autoconsumo em que a UPAC esteja ligada à RESP num nível de tensão inferior ao da IU**, o INESC TEC entende que a redação deveria indicar de forma mais clara que nessas situações se deverá considerar o nível de tensão de ligação da IU.

A abordagem dada à **inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC** tem a concordância da E-Redes. A E-Redes entende que o estudo de caracterização de inversão de fluxo nas redes poderá dar um importante contributo no sentido de aprofundar o conhecimento sobre o seu impacto para as redes.

Algumas entidades (ACEMEL, APESE, Coopérnico, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia) suscitaram dúvidas quanto ao tratamento de projetos de autoconsumo em que a UPAC e a IU se encontram em níveis de tensão diferentes, nomeadamente se um projeto com a IU ligada à RESP em média tensão (MT) e a UPAC ligada em BT pagará uma tarifa de acesso às redes de autoconsumo inferior a um projeto com a IU ligada em BT e a UPAC ligada MT.

Quanto à consideração de eventuais **isenções de encargos de CIEG** nas tarifas aplicáveis ao autoconsumo, o Conselho Tarifário entende que a ERSE deverá monitorizar o impacto do regime de isenção de encargos de CIEG na redistribuição dos CIEG pelos clientes que são fornecidos através da RESP e que a informação relevante deve ser autonomizada em sede do processo de fixação de tarifas de eletricidade.

De um modo mais genérico, a CEVE salienta a necessidade de assegurar que os projetos energéticos comunitários não evitem custos em benefício dos seus participantes, enquanto os transferem para a base dos clientes do setor elétrico, no que se refere às tarifas de acesso às redes e ao seu financiamento futuro.

A APIGCEE, a Megasa e a Navigator questionam a metodologia de dedução de encargos de CIEG nas tarifas de acesso às redes do autoconsumo, nomeadamente por se refletir unicamente nos preços de energia ativa, sem redução equivalente nos preços de potência contratada.

A APREN apresenta uma sugestão de redação para o número relativo à dedução de encargos de CIEG, por considerar que o n.º 3 do artigo 42.º da proposta não se refere a diferentes modos de dedução dos encargos correspondentes aos CIEG, sugerindo a eliminação das suas alíneas a) e b) e a alteração da redação.

## DECISÃO DA ERSE

Genericamente, a ERSE mantém as propostas colocadas a consulta pública. As propostas relativas às tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo, designadamente, a consideração de IU e UPAC em níveis de tensão distintos, o tratamento das situações de inversão de fluxo e a dedução de encargos de CIEG, foram mantidas. Para esses casos, manteve-se a redação do RAC <sup>13</sup>.

Em relação aos comentários quanto a múltiplas UPAC em níveis de tensão distintos, deve clarificar-se que as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo são específicas de cada IU e de cada UPAC que lhe esteja associada. No caso de uma mesma IU associada a UPAC em níveis de tensão diferentes, à energia partilhada a partir de uma dada UPAC aplicar-se-á uma tarifa distinta (por exemplo, IU em BT e UPAC em BT) de uma outra UPAC ligada noutra nível de tensão (por exemplo, IU em BT e UPAC em MT), pelo que os preços podem, por isso, ser distintos. A ERSE entende que a redação do RAC não carece de alteração.

Em relação a uma tabela de preços das tarifas aplicáveis para pares UPAC/IU, conforme sugerem algumas entidades, remete-se para as tarifas publicadas para 2021, as quais, no caso do autoconsumo, têm precisamente esse tipo de organização ([Diretiva n.º 1/2021](#), de 8 de janeiro <sup>14</sup>).

Especificamente no que se refere a eventuais isenções de encargos de CIEG, a ERSE entende que a sugestão da APREN não alteraria a metodologia de cálculo tarifário e prefere manter a redação proposta, idêntica à do RAC anterior e em linha com o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

Em relação às objeções da APIGCEE, Megasa e Navigator, clarifica-se que as variáveis de faturação das tarifas de acesso às redes do autoconsumo consistem em termos de energia ativa e de potência em horas de ponta, conforme discussão aquando da [Consulta Pública n.º 82](#). Uma vez que a potência contratada não é uma variável de faturação das tarifas para o autoconsumo, a dedução de CIEG é feita unicamente nos termos de energia ativa.

A ERSE concorda com a recomendação do Conselho Tarifário de que deve monitorizar e comunicar os impactes das isenções de encargos de CIEG.

---

<sup>13</sup> Com as necessárias adaptações relativas à denominação das instalações participantes num autoconsumo, conforme secção 3.1.2.

<sup>14</sup> De realçar que as tabelas publicadas na diretiva devem ser interpretadas com as denominações agora definidas no RAC. Assim, a coluna «Níveis de tensão e opções tarifárias da IU» corresponde ao nível de tensão da IC e também ao da IPR ou da IA quando recebe energia partilhada. Do mesmo modo, a coluna «Níveis de tensão da UPAC» corresponde ao nível de tensão da IP e também ao da IC ou da IA quando fornece energia para partilha.

### 3.4.2 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS INSTALAÇÕES PARTICIPANTES NUM AUTOCONSUMO, QUANDO FORNECIDAS POR COMERCIALIZADOR

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

As alterações propostas ao RAC correspondem, em boa medida, a clarificações nos aspetos relacionados com as **variáveis de faturação das tarifas de Acesso às Redes da IU e da unidade de armazenamento (UA)**.

As clarificações quanto às **variáveis de faturação das tarifas de Acesso às Redes da IU** são para os fornecimentos em BTE e em níveis de tensão superiores. No caso da potência contratada, a proposta de articulado explicita que, na determinação da potência tomada para efeitos de faturação da potência contratada, deve utilizar-se o conceito do consumo em saldos de 15 minutos. Já quanto à energia reativa, a proposta é de reorganização do articulado, mantendo-se a disposição de que, na determinação do escalão de energia reativa indutiva, deve ser considerada a totalidade da energia ativa medida no ponto de medição da IU.

A proposta considera ainda as situações de **impossibilidade de parametrização de limites distintos de potência para os sentidos de consumo e de injeção, em BTN**, que podem ocorrer tanto em UPAC como em UA, e que afetam as variáveis de faturação dos respetivos contratos de fornecimento. Nessas situações, a proposta é de estabelecer que o escalão de potência contratada aplicável corresponde ao escalão igual ou imediatamente superior ao da potência tomada no período de três meses mais recente.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta para determinação da potência contratada para efeitos de **faturação pelo comercializador, em BTE e níveis de tensão superiores**, tem a concordância do Conselho Tarifário, EDP Energias de Portugal e E-Redes. A EDP Energias de Portugal e a E-Redes propõem a clarificação da determinação do escalão de energia reativa para efeitos de faturação, em BTE e níveis de tensão superiores.

O Conselho Tarifário refere que a consideração dos saldos em períodos de 15 minutos assegura a harmonia entre a grandeza potência tomada e a energia medida em períodos de 15 minutos, em saldo, o que simplifica a faturação e a informação prestada ao autoconsumidor. No entanto, o Conselho Tarifário considera que este entendimento não se encontra devidamente consagrado no RAC, o mesmo sucedendo com a E-Redes.



A E-Redes entende que as variáveis potência contratada e energia reativa, ao serem apuradas com base no saldo quarto-horário, mantêm a coerência com a metodologia de apuramento das restantes variáveis usadas para efeitos de faturação no âmbito do autoconsumo. A E-Redes, assim como a EDP Energias de Portugal, consideram que o RAC deverá explicitar, de forma mais clara, o apuramento da variável de energia reativa, para níveis de tensão BTE e superiores.

A APESE considera que, na determinação do escalão de potência contratada a considerar para efeitos de aplicação das **tarifas de Acesso às Redes em BTN relativas à injeção de energia no sistema de armazenamento por um comercializador**, o maior valor de potência ativa do diagrama de carga da injeção no sistema de armazenamento fornecida pelo comercializador deve ser avaliado no período de faturação, e não nos últimos 3 meses anteriores incluindo o intervalo de faturação.

A proposta para as situações de **impossibilidade de parametrização de limites distintos de potência para os sentidos de consumo e de injeção, em BTN**, obteve a concordância do Conselho Tarifário. O Conselho Tarifário, tendo em consideração a atual tecnologia dos sistemas de contagem, está de acordo com a proposta apresentada. Considera, no entanto, que a redação do articulado, no n.º 3 do art.º 45.º da proposta, se apresenta confusa e ininteligível na sua parte final, tendo apresentado sugestão de redação.

#### DECISÃO DA ERSE

Em relação aos aspetos relativos a quantidades para faturação por comercializador, a ERSE procedeu a melhorias de redação do articulado.

A sugestão do Conselho Tarifário e da E-Redes para melhoria da redação do articulado no que se refere à determinação, com base no saldo em períodos quarto-horários, da potência contratada em BTE e níveis de tensão superiores, foi acolhida, beneficiando das alterações realizadas nos aspetos relativos a disponibilização de dados.

Em relação à energia reativa, esta deve ser apurada, em saldo de 15 minutos (pelo diagrama de carga do consumo medido da instalação), tal como a energia ativa é também apurada em saldos de 15 minutos (neste caso pelo diagrama de carga do consumo fornecido à instalação pelo comercializador), no âmbito da faturação destas variáveis pelo comercializador. A norma do RAC respeitante à energia ativa serve para estabelecer o escalão de faturação de energia reativa indutiva aplicável, conforme discutido na [Consulta Pública n.º 82](#), a qual deve considerar a energia ativa, em saldo de 15 minutos, do diagrama de carga do consumo medido (e não apenas da parcela fornecida pelo comercializador). No entanto, tendo em atenção

que os comentários para que a redação do RAC seja mais explícita quanto a este apuramento em saldos de 15 minutos, a redação foi alterada.

O articulado foi ainda adaptado no sentido de clarificar a aplicação destas regras aos vários tipos de instalações participantes num autoconsumo (conforme denominação apresentada na secção 3.1.2), nas situações de fornecimento por comercializador.

### 3.4.3 ASPETOS ESPECÍFICOS DO TRATAMENTO TARIFÁRIO DO ARMAZENAMENTO

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Embora a proposta da ERSE tenha incluído aspetos particulares de aplicação de tarifas de acesso às redes ao armazenamento, conforme exposto na secção anterior, várias entidades (Conselho Tarifário, Conselho Consultivo, ACEMEL, AdE Porto e Lisboa E-Nova, APESE, APREN, Coopérnico, EDP Energias de Portugal, E-Redes, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia) assinalam a necessidade de clarificação do tratamento tarifário do armazenamento.

A ACEMEL e a APESE referem que a inclusão das unidades de armazenamento acrescenta maior complexidade e que o articulado não clarifica inteiramente as tarifas a aplicar ao armazenamento. Se se assumir que uma UA em extração é equiparável a uma UPAC, e quando em modo de consumo é equiparável a uma IU, então deve ficar clarificado o procedimento a aplicar. Este entendimento foi também referido pelo Grupo Informal sobre Comunidades de Energia e pela Coopérnico.

Especificamente no que se refere à injeção de energia de uma UPAC numa UA (partilha de energia com a UA), o Conselho Tarifário, o Conselho Consultivo, a EDP Energias de Portugal, a E-Redes consideram que devem aplicar-se tarifas de uso das redes.

O Conselho Tarifário considera que, nas situações em que as IU e o armazenamento estão no mesmo local e a UPAC se encontra noutro local, com utilização da RESP, deve ficar claro que a energia transitada pela RESP a partir da UPAC para o armazenamento deve pagar tarifas de uso da rede.

O Conselho Consultivo, a EDP Energias de Portugal e a E-Redes entendem que o RAC deve assegurar a aplicação de tarifas de acesso às redes quando a RESP é utilizada para veicular energia entre a UPAC e o armazenamento.

O Conselho Consultivo e a EDP Energias de Portugal consideram que, nos termos da proposta da ERSE, o recurso a sistemas de armazenamento autónomos poderá, nalgumas situações, consubstanciar uma alternativa ao pagamento de acessos às redes, por não haver referência à aplicação destas tarifas quando a produção das UPAC é alocada a essas UA, mas somente ao autoconsumo das IU através da RESP que seja assegurado pela injeção destes sistemas. Recomenda, ainda, o Conselho Consultivo que a ERSE monitorize o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, de forma a assegurar que a sua utilização não desvirtua os princípios do autoconsumo.

A opinião da E-Redes é que a utilização da RESP pelos sistemas de armazenamento autónomos deve ficar sempre sujeita ao pagamento de tarifas de acesso às redes, tanto nas situações de carregamento do armazenamento através da UPAC como de descarregamento do armazenamento para as IU. Desse modo será possível refletir, nessa utilização por parte dos autoconsumidores, os respetivos custos para o sistema elétrico nacional e ainda induzir eficiência no recurso à RESP, através de sinais de preço que incentivem a colocalização dos sistemas de armazenamento com a produção e/ou o consumo.

Em sentido oposto, algumas entidades (AdE Porto e Lisboa E-Nova, APREN) entendem que não devem aplicar-se tarifas na veiculação entre UPAC e o armazenamento.

A AdE Porto e a Lisboa E-Nova referem que, na hipótese de pagamento de tarifas de acesso às redes, um sistema de armazenamento ligado à RESP terá um duplo pagamento (no momento em que a energia «transita» da UPAC para o sistema de armazenamento e posteriormente do sistema de armazenamento para a IU). Referem que tal terá um efeito dissuasor para a instalação dos sistemas de armazenamento.

A APREN sugere a clarificação da aplicabilidade das tarifas de acesso às redes para os sistemas de armazenamento, nomeadamente a sua aplicação nos momentos de operação (injeção, descarga ou ambos). A APREN entende que a operação de sistemas de armazenamento de eletricidade (carga e descarga), combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo, não deve ser sujeita a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações.

## DECISÃO DA ERSE

O tratamento tarifário do armazenamento tem em consideração o tratamento das IA de acordo com o sentido dominante em cada período de 15 minutos (injeção ou extração) <sup>15</sup>.

Nos períodos em que há **extração do armazenamento (descarregamento)**, essa energia pode corresponder a energia partilhada pelas IC ou contribuir para o excedente.

No caso da energia extraída da IA para partilha no autoconsumo, a IA tem um comportamento semelhante a uma IPr. Nesse caso, havendo utilização da RESP entre IPr e IA, ao consumo da IC proveniente da IA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, as quais são afetas à IC. Do mesmo modo, no caso de venda de excedentes com origem na IA («excedente total imputado à IA»), o seu tratamento é semelhante ao de uma IPr, aplicando-se a tarifa de Uso da Rede de Transporte para produtores, no referencial da IA.

Quando há **injeção no armazenamento (carregamento)**, essa energia pode ter origem na partilha de energia em autoconsumo ou provir de um contrato de fornecimento com um comercializador. No segundo caso, aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo. As tarifas de acesso às redes aplicáveis especificamente a instalações de armazenamento podem divergir das tarifas aplicáveis aos consumidores, caso o RT e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) o estabeleçam, situação que não acontece atualmente.

No caso em que a injeção de energia na IA resulta da partilha em autoconsumo, quando é utilizada a RESP entre IPr e IA, o tratamento é semelhante ao de uma IC, pelo que se aplicam as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Deste modo, há lugar ao pagamento pela utilização da RESP, aplicando-se as tarifas específicas do autoconsumo. O articulado foi alterado no sentido dessa clarificação, com um artigo adicional.

---

<sup>15</sup> Ver secção dedicação ao armazenamento (3.2).

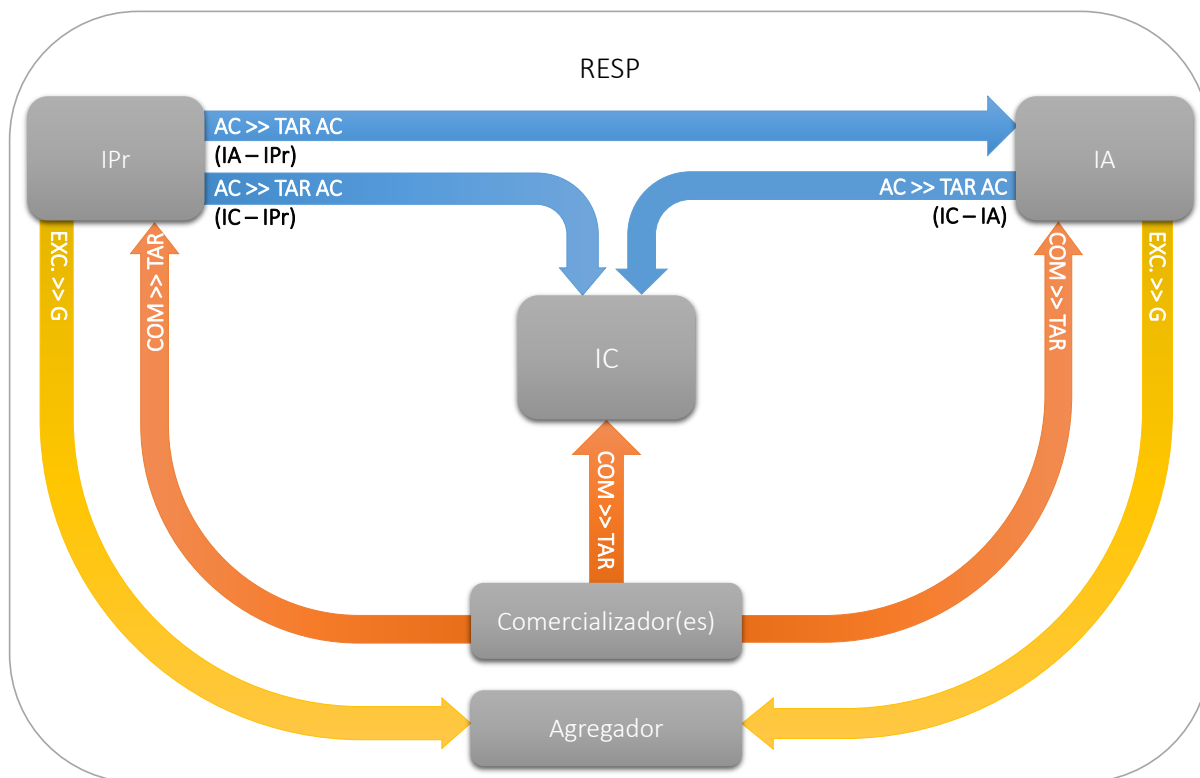
A tabela seguinte sintetiza quais as tarifas aplicáveis ao armazenamento, nas situações em que há utilização da RESP.

**Quadro 3-1 – Tabela resumo das tarifas aplicáveis ao fluxos de energia de e para instalações de armazenamento participantes em projetos de autoconsumo**

			Quem paga	
			IA	IC
Sentido dominante	Descarregamento (injeção da IA na rede)	Para partilha com IC	X	Paga <b>Tarifa de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP</b> , caso IA->IC use a RESP
		Excedente para venda em mercado	Paga <b>Tarifa de Uso da Rede de Transporte para produtores</b>	X
	Carregamento (consumo da rede pela IA)	Energia autoconsumida (partilhada por uma IPr ou outra IA)	Paga <b>Tarifa de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP</b> , caso IPr->IA use a RESP	X
		Energia fornecida pelo comercializador da IA	Paga <b>Tarifa de Acesso às Redes dos consumidores</b>	X

Mais genericamente, a figura seguinte apresenta as tarifas aplicáveis aos vários fluxos de energia entre as instalações intervenientes no autoconsumo. Além dos fluxos associados às IA, conforme detalhado na tabela acima, apresenta ainda os relativos às IPr e às IC.

Figura 3-1 – Esquema ilustrativo das tarifas aplicáveis a instalações participantes em projetos de autoconsumo através da RESP



TAR AC: tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo  
 TAR: tarifas de Acesso às Redes dos consumidores  
 G: tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar a produtores

Assim, e em relação às IA, a decisão da ERSE é de manter as regras gerais vigentes <sup>16</sup>, não criando situações de exceção para o armazenamento realizado especificamente no âmbito do regime do autoconsumo. Ainda assim, o articulado foi melhorado, no sentido de clarificação destes aspetos.

O tema do tratamento tarifário do armazenamento, em sentido abrangente, deverá ser discutido em sede de revisão regulamentar, a realizar ainda este ano.

<sup>16</sup> Nomeadamente no Regulamento Tarifário e no Regulamento de Acesso às Redes e às Infraestruturas.

### 3.5 PERDAS DE ENERGIA NAS REDES

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Uma vez que o regime do autoconsumo através da RESP é inovador e não existe ainda experiência que permita ter informação sobre as perdas nas redes associadas a este tipo de instalações, a ERSE optou por manter a simplificação vigente, ou seja, não considerar as perdas nas redes resultantes da energia partilhada que utiliza as redes públicas. Para que se recolhesse informação sobre o tema, o regulamento sujeito a consulta previa que os operadores de redes, considerando o conhecimento concreto das suas redes e dos autoconsumos coletivos instalados ligados, apresentassem à ERSE estudos para fundamentar uma decisão futura sobre o tema.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Este tema não recebeu, quando comparado com outros, muitos comentários, sendo a sua maioria favoráveis à opção adotada pela ERSE. Destacam-se, neste sentido, os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário.

O Conselho Consultivo e a APREN alertam para a necessidade dos estudos a desenvolver pelos operadores de redes incluírem as situações de autoconsumo individual que utiliza a RESP.

A EDA alerta para que, enquanto não tiver instalações em operação nas suas redes, não poderá realizar os estudos solicitados, sugerindo que o prazo de 18 meses se inicie após a entrada em exploração da primeira instalação.

Finalmente, a APESE solicita que seja clarificado se o consumo da IU relativamente ao qual não se aplicam fatores de ajustamento para perdas se refere a consumo da UPAC integrada na própria IU ou a outras UPAC pertencentes ao mesmo autoconsumo coletivo.

#### DECISÃO DA ERSE

O articulado foi alterado para ter em consideração os comentários recebidos, clarificando-se que a IU que recebe energia de uma UPAC deve encontrar-se integrada no mesmo autoconsumo individual (com utilização da RESP) ou coletivo da UPAC em causa. Esta clarificação acontece por força da nova terminologia adotada no regulamento (IC e IPr).

Foi ainda considerado que o prazo de 18 meses para apresentação dos estudos pelos operadores de rede se inicia com a entrada em exploração da primeira instalação de autoconsumo através da RESP nas suas redes.

### 3.6 PARTILHA DA ENERGIA DE AUTOCONSUMO

As regras do RAC atualmente em vigor, relativas à partilha de energia em autoconsumo, seguem o disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. Tendo presentes as limitações impostas pelo referido diploma, e considerando que o processo de partilha da energia das UPAC pelas IU é muito exigente para os sistemas de informação dos operadores das redes, a proposta de reformulação do RAC não incluiu alterações significativas relativamente a esta matéria, mantendo-se soluções mais simples de implementação do regime do autoconsumo, facilitando a sua operacionalização. Apesar disto, a proposta de reformulação do RAC veio clarificar algumas vias de aplicação das regras já em vigor.

#### 3.6.1 PERIODICIDADE E METODOLOGIAS DE PARTILHA

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Relativamente à **discriminação temporal dos coeficientes de partilha**, esclareceu-se que o RAC não impede essa discriminação (por exemplo, entre fins-de-semanas e dias úteis) embora a sua implementação pressuponha a comunicação através do Portal do Autoconsumo e das CER, tal como previsto na legislação.

Sobre a **periodicidade de alteração dos coeficientes de partilha** esclareceu-se que o RAC não pode alterar a periodicidade definida na legislação, de 12 meses, salvo na situação de admissão ou remoção de um participante.

Adicionalmente, no caso da **partilha de energia na presença de múltiplas UPAC**, propôs-se convencionar que a energia autoconsumida numa IU tem origem em cada UPAC de forma proporcional à injeção na rede de cada UPAC, no mesmo período de 15 minutos. Quando existam sistemas de armazenamento, propôs-se que a injeção ou extração no armazenamento fosse descontada ou adicionada à produção das UPAC para efeitos da partilha com as IU, e que a origem da energia autoconsumida fosse também imputada ao armazenamento (quando extraída deste).



No caso de resultarem excedentes no autoconsumo coletivo com várias UPAC, propôs-se que o excedente calculado em cada IU e agregado para todo o autoconsumo coletivo fosse atribuído à EGAC e imputado fisicamente a cada UPAC (e armazenamento quando exista extração), na proporção da respetiva injeção na rede.

Finalmente, a ERSE propôs um prazo de 6 meses para a **implementação da partilha com base em coeficientes proporcionais**, dada a complexidade de adaptação dos sistemas dos ORD.

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

### Periodicidade de alteração

Existe um conjunto alargado de comentários (ACEMEL, Agências de Energia de Lisboa e do Porto, APESE, APESF, APREN, CEVE, Coopérnico, GALP, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia, INESC-TEC e Diana Neves e Diana Fernandes) que manifesta discordância quanto à proibição de atualizar os coeficientes de partilha durante 12 meses, devido à rigidez na gestão dos autoconsumos daí decorrente.

Ainda sobre a restrição de atualização dos coeficientes a cada 12 meses, as Agências de Energia de Lisboa e do Porto e a APESE observam que a entrada e saída de autoconsumidores são uma forma de contornar o limite de 12 meses e questionam se existe algum limite às entradas e saídas.

A GALP sugere que a referência ao período de 12 meses se faça por remissão para a legislação de forma a tornar desnecessária a alteração do RAC caso o prazo seja revisto na legislação.

### Discriminação temporal dos coeficientes e métodos alternativos de partilha

A maioria dos comentários recebidos entende que a proposta de utilização de coeficientes de partilha com discriminação temporal é uma melhoria face ao anterior regulamento.

O Conselho Tarifário refere que deve ser clarificado o que se entende por discriminação temporal, propondo que esta solução possa ser testada no âmbito de projetos-piloto e que seja efetuada uma análise custo benefício. O Conselho Consultivo comenta no mesmo sentido, solicitando clarificação sobre se se aplica aos coeficientes com discriminação temporal a condição de serem fixos durante o período de 12 meses. O Conselho Consultivo considera importante, nesta fase de desenvolvimento do autoconsumo, dar liberdade aos agentes para explorarem formas diferentes de coeficientes de partilha, mas, simultaneamente, alerta para o risco de a solução proposta acarretar custos e prazos de implementação

mais elevados nos sistemas dos ORD. Por essa razão, o Conselho Consultivo também sugere a análise de custos e benefícios desta solução, tendo em conta, nomeadamente, a procura expectável. O Conselho Consultivo também considera que o enquadramento dos projetos-piloto pode ser o adequado para testar eventuais mecanismos de coeficientes de partilha com discriminação temporal que venham a ser equacionados pelos agentes envolvidos no autoconsumo.

A GALP reconhece a complexidade técnica da aplicação de coeficientes dinâmicos ou outras soluções, pelo que sugere que seja um tema a desenvolver em revisões futuras do RAC.

A ACEMEL, a APESE, a Coopérnico e o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia referem que seria positivo que a discriminação temporal permitisse, pelo menos, a discriminação de coeficientes por dias da semana e por meses.

A EDP Energias de Portugal entende que a discriminação temporal de coeficientes é positiva, mas defende que devem ser definidos prazos para a sua implementação.

Existem comentários da ACEMEL, das Agências de Energia de Lisboa e do Porto, da APESF, da APESE, da APREN, da Coopérnico, da GALP, do Grupo Informal sobre Comunidades de Energia e do INESC-TEC que reconhecem o aumento da flexibilidade dada por coeficientes de partilha com discriminação temporal. No entanto, estes mesmos comentários referem que o benefício será limitado, tendo em conta a restrição de atualização dos coeficientes a cada 12 meses. Neste contexto, surgem algumas sugestões de mecanismos alternativos de partilha, mais dinâmicos e com base em critérios de prioridade e de hierarquização, que permitiriam maximizar o benefício associado ao autoconsumo coletivo e às CER.

A APESF e a APREN sugerem a possibilidade de ser a EGAC ou a CER a determinar, de forma descentralizada, a partilha da produção das UPAC pelas IU, limitando-se o ORD a consolidar os resultados comunicados. O INESC TEC propõe algo semelhante, no qual a EGAC ou a CER determinariam, diariamente, os coeficientes dinâmicos, que seriam comunicados ao ORD para aplicação.

A APESF, a APREN, a EDP Energias de Portugal e o INESC TEC defendem que a regulamentação deveria permitir que uma UPAC instalada dentro de uma IU pudesse participar num autoconsumo coletivo, tendo o excedente dessa IU o tratamento igual ao de uma UPAC. A EDP Energias de Portugal refere a utilidade desta solução em prédios de habitação. A EDP Energias de Portugal também sugere a possibilidade de se introduzir um modelo que privilegie o autoconsumo de um membro face aos restantes, dando como exemplo o caso de uma instituição particular de solidariedade social (IPSS) que poderia distribuir a energia excedente por membros carenciados em redor.

A E-Redes refere que deveria ser clarificado que a aplicação de coeficientes com discriminação temporal deveria implicar a utilização de coeficientes numéricos estáticos válidos pelo período de um ano para facilitar a implementação por parte do ORD.

#### Partilha de energia na presença de múltiplas UPAC ou de unidades armazenamento

Relativamente à partilha de energia na presença de múltiplas UPAC, relevam os comentários já anteriormente referidos que defendem mecanismos alternativos de partilha, com base em critérios de prioridade e de hierarquização, que permitiriam maximizar o benefício associado ao autoconsumo coletivo e às CER.

A ACEMEL, a APESE, a Coopérnico e o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia, entendem que a proposta da ERSE cria uma tarifação injusta do uso das redes, sugerindo modelos nos quais seja possível fazer uma afetação entre pares CPE de produção e CPE de consumo.

A ACEMEL defende a aplicação do princípio descrito também a unidades de armazenamento que seriam tratadas como CPE de produção, em momentos de extração e como CPE de consumo em momentos de injeção.

A ACEMEL defende que o regulamento deveria ter uma especificação algorítmica e matemática mais detalhada, para evitar desvios e erros de implementação, com uma melhor priorização da utilização local da autoprodução, minimizando excedentes, e pagando o uso da rede apenas quando esta é efetivamente usada.

Finalmente a ACEMEL sugere uma clarificação da disposição submetida a consulta que determina que o excedente determinado em cada IU e agregado para o autoconsumo coletivo é imputado a cada UPAC em proporção da respetiva injeção na rede, em cada período de 15 minutos, considerando também a energia extraída de sistemas de armazenamento no mesmo período, caso ocorra.

Ainda sobre a atribuição do excedente à UPAC, a EDP Energias de Portugal entende que a disposição deveria clarificar que a imputação por UPAC só tem efeitos no valor a pagar pela tarifa de uso das redes por produtores quando há UPAC ligadas à RESP, em níveis diferentes de tensão.

O Conselho Consultivo e a EDP Energias de Portugal propõem que se proceda à redistribuição de coeficientes de partilha nos períodos em que existam IU de pontos de carregamento bidirecionais com

injeção na rede, de forma a que as IU que registem consumo mantenham, entre si, a proporção da produção a receber.

Sobre as regras de partilha na presença de unidades de armazenamento, relevam também os comentários identificados no ponto 3.2 e que aí foram tratados em detalhe.

#### Prazo de implementação dos coeficientes proporcionais

O Conselho Tarifário manifestou concordância com a proposta de se estabelecer um prazo de 6 meses.

### **DECISÃO DA ERSE**

#### Metodologia de partilha

A ERSE reconhece que a definição de modelos mais sofisticados de partilha, nomeadamente os que recorram a critérios de prioridade e hierarquização, bem como a possibilidade de revisão frequente dos coeficientes de partilha, dão à partida um maior leque de possibilidades para os autoconsumidores e para as CER gerirem de forma mais eficiente os seus autoconsumos.

No entanto, a ERSE também concorda com a opinião expressa pelo Conselho Consultivo e pelo Conselho Tarifário de que a implementação, por parte dos ORD, de modelos de partilha mais complexos pode significar um custo significativo de desenvolvimento de sistemas, que pode não ser justificado pela procura por esse tipo de soluções, para além de que podem, nalguns casos, desafiar as regras estabelecidas no Decreto-Lei n.º 162/2019.

Quanto à possibilidade de prever uma atualização mais frequente dos coeficientes de partilha, a ERSE regista as diversas opiniões nesse sentido, não podendo, no entanto, deixar de seguir a regra estabelecida na legislação (12 meses), que parece ter sido inscrita assumindo a necessidade de alguma estabilidade na implementação dos processos de partilha por parte do ORD.

A ERSE vê como positivas as sugestões no sentido de deixar para a EGAC e para a CER a função de determinar, diariamente, os fluxos de energia a partilhar entre UPAC, armazenamentos e IU, cabendo ao ORD validar e consolidar esses fluxos. A evolução do modelo de partilha no sentido dessas propostas pode ser a forma de dar resposta às aspirações de uma maior liberdade da gestão da partilha, fundamental para modelos de negócio mais profissionais e sofisticados, mantendo, para os modelos de autoconsumo menos complexos, a partilha da energia a ser realizada pelo ORD.

No entanto, é necessário tomar em consideração que esse exercício de partilha tem implicações nas quantidades de energia a serem fornecidas pelos comercializadores de cada IU ou nos excedentes a serem programados pelo agregador. Neste contexto, e admitindo que os fluxos de energia do autoconsumo sejam determinados diariamente pela EGAC ou pela CER, deve sempre existir uma consolidação e validação desses valores pelo ORD no sentido de se assegurar, por exemplo, que a quantidade de energia partilhada corresponde à produção da UPAC.

A ERSE entende que a implementação destes modelos de partilha mais sofisticados, em que a EGAC e a CER determinam a partilha da energia do autoconsumo, com validação pelo ORD, deve ser testada no âmbito de projetos-piloto, tal como descrito no ponto 3.7 deste relatório. Crê-se que, desta forma, se poderá avaliar a procura por soluções deste tipo, bem como a viabilidade da evolução do modelo de partilha nessa direção, sem impor de imediato custos significativos de desenvolvimento do lado dos ORD.

Quanto à sugestão de explicitar a possibilidade de participação de um autoconsumo individual num autoconsumo coletivo, a ERSE, ao optar pela reformulação dos conceitos apresentada no ponto 3.1.2 deste documento, entende que solucionou esta ambiguidade. Efetivamente, ao ser considerado o conceito de IC com UPAC integrada, que pode estar ou não associada, para efeitos de partilha, a uma IPr ou uma IA (por definição, ligadas fora da IC), passam os casos mais usais de autoconsumo individual, isto é, aqueles com uma UPAC no interior da IC, a poder associar-se com outras IC em autoconsumo coletivo, desde que cumprindo os requisitos de licenciamento.

Cabe, no entanto, referir que, ao optar por essa associação em autoconsumo coletivo, o titular da IC com UPAC integrada passa a reger-se pelas regras aplicadas às restantes IC associadas em autoconsumo coletivo, isto é, o eventual excedente do autoconsumo individual (que resulta do facto de a UPAC integrada registar uma produção superior ao consumo da IC), deve ser agora integrado na produção sujeita a partilha no âmbito do autoconsumo coletivo e não ser tratado como um excedente individualizado.

#### Partilha na presença de múltiplas UPAC ou de unidades de armazenamento

Quanto à proposta de partilha em situações de múltiplas UPAC, os comentários sugerem que a proposta formulada, de tratar todas as UPAC de forma agregada e determinando a energia de cada UPAC de forma proporcional à sua produção, tornaria o modelo ineficiente, particularmente em situações em que essa partilha possa determinar a utilização ou não da RESP por parte da energia autoconsumida.

A ERSE optou por manter a aplicação de coeficientes agregados para toda a produção, por se entender que, nesta fase desenvolvimento do autoconsumo coletivo, seria um fator de complexificação adicional do

modelo de partilha a implementar pelo ORD. Esta opção não prejudica o desenvolvimento de modelos de partilha mais complexos, da responsabilidade da EGAC ou das CER, no âmbito de projetos-piloto.

Relativamente à determinação da origem do excedente total na presença de múltiplas UPAC, para efeitos da sua colocação em mercado, a ERSE, assinala que a determinação dessa origem é relevante não apenas para as situações de UPAC ligadas à RESP em níveis de tensão diferentes, mas também para outros mecanismos de mercado, tal como assinalado nos comentários da REN tratados na secção de disponibilização de dados.

A proposta da ERSE simplifica a regra de determinação da atribuição do excedente total por UPAC, o que pode gerar situações menos eficientes do ponto de vista do autoconsumo coletivo, nomeadamente em situações em que existam UPAC ligadas em níveis de tensão diferentes. No entanto, a definição de uma regra mais sofisticada obrigaria a estabelecer não apenas os coeficientes de partilha da produção total das UPAC pelas IU, mas também a estabelecer coeficientes específicos IPr-IC o que complexificaria o modelo de partilha. Acresce a possibilidade de segmentar o licenciamento dos projetos de autoconsumo em subprojetos, mais pequenos, que minimizem o uso da RESP.

A complexidade de implementação deste mecanismo, e o reduzido número de casos para os quais ele é relevante, aconselha a que se mantenha a proposta inicialmente formulada, remetendo-se a definição de modelos mais complexos para o âmbito de projetos-piloto.

Relativamente às regras de partilha envolvendo IA (e IC com armazenamento ou UPAC integrados), optou-se, tal como referido no ponto 3.2, por adotar regras semelhantes às que haviam sido inicialmente propostas para o armazenamento com recurso a baterias de veículos elétricos e segundo as quais a partilha depende da direção do saldo de intercâmbio com a RESP em cada momento.

Assim, a regra de partilha adotada estabelece que, em cada período de 15 minutos, os saldos de injeção na rede, das IA ou das IC com armazenamento ou UPAC integrados, são considerados para partilha pelas restantes IC (que não estejam a injetar energia na rede) e IA (que estejam a extrair energia da rede), sendo a totalidade de energia para partilha atribuída de forma proporcional aos coeficientes de partilha dessas instalações.

Nos períodos de 15 minutos em que a IA extraia energia da rede, esta é credora no processo de partilha de energia, verificando-se o mesmo com todas as IC que não injetem energia na rede nesse período.

### 3.6.2 SUSPENSÃO E INTERRUPTÃO DE UM PARTICIPANTE NUM AUTOCONSUMO COLETIVO

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Sobre a **suspensão de um participante num autoconsumo coletivo** esclareceu-se que, de acordo com a legislação vigente, a EGAC pode modificar, no Portal do Autoconsumo e das CER, os coeficientes de partilha por causa da saída ou entrada de um ou mais autoconsumidores, o que permite concretizar o equivalente a uma suspensão de um participante num autoconsumo coletivo, desde que ao abrigo do respetivo regulamento interno.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

##### Suspensão de um participante num autoconsumo coletivo

O Conselho Tarifário expressou concordância com a afirmação da ERSE de que a regulamentação em vigor «permite concretizar o equivalente a uma suspensão de um participante num autoconsumo coletivo, desde que ao abrigo do respetivo regulamento interno» (através de comunicação de alteração dos coeficientes no Portal).

A Coopérnico e o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia opinaram em sentido oposto, de que as alterações a comunicar pela EGAC deveriam prever, para além da adesão ou da saída ao autoconsumo, a suspensão de um participante, no qual ele não seria excluído, mas apenas suspenso.

##### Interrupção de uma IU participante num autoconsumo coletivo

A APESE comenta que, em caso de interrupção de uma IU seria preferível que a produção imputada a essa IU fosse distribuída pelos restantes membros de acordo com uma chave de partilha pré-definida em vez de ser considerada excedentária, o que minimizaria o impacto negativo na EGAC de continuar responsável pelo pagamento das tarifas de acesso da produção associada à IU sem obter o retorno esperado. A APESE faz notar que no caso de interrupção de um cliente de elevada dimensão o impacto na EGAC poderá ser significativo.

#### DECISÃO DA ERSE

##### Suspensão de um participante num autoconsumo coletivo

A ERSE mantém o entendimento que expressou durante a consulta pública. Nesse sentido, não vê necessidade de alterar o Regulamento quanto à matéria em questão.

### **Interrupção de uma IU participante num autoconsumo coletivo**

Sobre a regra a aplicar à repartição por IU com interrupção de fornecimento, a ERSE entende que deve mantê-la sem alterações. Não decorre desta regra qualquer prejuízo para a EGAC, como sugerido nos comentários, pois estando a IU interrompida não há autoconsumo na IU e logo, não existe pagamento de tarifas de acesso às redes relativas ao autoconsumo a partir da RESP. Entende-se que é uma obrigação da EGAC proceder à atualização dos coeficientes de partilha junto do Portal nestas situações.

### **3.6.3 OUTROS ASPETOS RELACIONADOS COM A PARTILHA NO AUTOCONSUMO**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Existiu um conjunto de aspetos relacionados com a partilha de energia no autoconsumo que foi objeto de comentários específicos, sem que tenham sido incluídas propostas de alteração na consulta pública.

#### **SÍNTESE DE COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

##### **Erro nos coeficientes comunicados pela EGAC**

A ACEMEL, a APESE, a Coopérnico o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia e o INESC TEC fazem comentários sobre a regra atualmente em vigor, no artigo 9.º, segundo a qual, em caso de erro (ou omissão) da comunicação de coeficientes de partilha por parte da EGAC, deve o ORD avisar a EGAC desse facto e proceder à partilha de forma proporcional ao consumo. De acordo com os comentários recebidos deveria sistematizar-se o que se entende por erro na comunicação dos coeficientes sendo sugeridas regras distintas em função dos erros verificados. É sugerida a possibilidade de, em caso de erro, em vez de se utilizar um método de partilha proporcional ao consumo, se normalizarem os coeficientes comunicados de forma a que a sua soma seja igual à unidade.

##### **Partilha quando não há medições disponíveis**

A APESE, a APREN, a Coopérnico e o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia sugerem que possa ser definida uma regra de partilha nas situações em que não estão disponíveis medições, incluindo nessas situações a inexistência de equipamento de medição.



### Prazos para a atualização da partilha com base nos coeficientes comunicados

Existem diversos comentários que defendem que deve ser definido um prazo para a implementação pelo ORD da atualização dos coeficientes comunicados no Portal.

### Comunicação dos coeficientes no Portal

Houve um conjunto de comentários, já identificados no ponto 3.6.1, que defendem metodologias de partilha mais dinâmicas, recorrendo a conceitos de prioridade e hierarquização e cuja implementação deveria ser também refletida no processo de comunicação e atualização dos coeficientes no Portal do Autoconsumo e das CER. A ACEMEL, a APESE, a APREN e o INESC TEC defendem que o Portal do Autoconsumo e das CER deveria permitir a opção explícita por coeficientes de partilha dinâmicos, que não deveria ser aplicado apenas por omissão dos coeficientes.

A ACEMEL, a APESE, a Coopérnico e o Grupo Informal sobre Comunidades de Energia questionam se a atualização dos coeficientes tem de ser feita através do Portal, se obriga alterações ao regulamento interno do autoconsumo coletivo ou se obriga à alteração dos membros da CER.

A EDP Energias de Portugal sugere que a existência de um modelo em formato xml para as comunicações no Portal do Autoconsumo e das CER.

## **DECISÃO DA ERSE**

### Erro na comunicação dos coeficientes

A inclusão de um artigo sobre os erros na comunicação dos coeficientes tinha por objetivo definir uma regra clara para a atuação dos ORD quando essa situação ocorresse e que permitisse iniciar a partilha até à correção do erro. Verifica-se que a definição dos coeficientes é sujeita a validação no momento do seu registo e atualização no Portal e, por isso, a existência de erros na comunicação ao ORD é improvável, pelo que não se justifica o estabelecimento de uma regra complexa para o seu tratamento. Por outro lado, como alguns comentários sublinham, a regra proposta acabava por alterar os coeficientes comunicados, o que poderia suscitar dúvidas quanto à sua legitimidade.

Assim, parece mais adequado que o ORD apenas inicie a partilha após receber uma correta comunicação dos coeficientes.

Clarifica-se que este artigo não é aplicável às situações em que a EGAC tenha optado por uma partilha proporcional ao consumo.

#### **Partilha em caso de ausência de medições**

A proposta de se inscrever no RAC uma regra para a determinação da partilha produção da UPAC na ausência de contadores inteligentes não pode ser aceite pelo facto de a legislação determinar que a existência de equipamentos de medição integrados em redes inteligentes é uma das condições para o acesso ao autoconsumo coletivo.

No que diz respeito a situações em que de ausência de leituras por avaria ou falha, essas enquadram-se no tratamento de anomalias de medição e leitura, cujas regras foram objeto de reforço e clarificação no âmbito da consulta pública.

#### **Comunicação dos coeficientes no Portal**

Relativamente aos comentários recebidos relativamente ao processo de comunicação e atualização dos coeficientes, a ERSE faz notar que a legislação determina que esse processo decorre no Portal do Autoconsumo e das CER, razão pela qual são aspetos que não podem ser endereçados no âmbito do RAC.

#### **Prazos para a atualização da partilha com base nos coeficientes comunicados**

A ERSE concorda que deve ser estabelecido um prazo máximo para a implementação, por parte do ORD, da partilha com base nos coeficientes comunicados. A ERSE entende que essa obrigação deve ser válida a partir do instante em que o ORD recebe a atualização dos coeficientes no Portal.

Assim, estabeleceu-se um prazo de 7 dias para a implementação da partilha por parte do ORD após receção de atualização dos coeficientes de partilha.

### **3.7 PROJETOS-PILOTO**

A possibilidade de realizar projetos-piloto foi introduzida na proposta de alteração do RAC com o propósito de permitir testar modelos e ferramentas para o regime de autoconsumo, numa fase prévia ao seu estabelecimento regulamentar e à sua adoção nos sistemas dos operadores das redes ou dos restantes agentes.

O regime de autoconsumo enquadra-se em modelos de negócio inovadores e na utilização de tecnologias pouco disseminadas no universo dos clientes finais de eletricidade. Os projetos-piloto pretendem acrescentar agilidade e adaptação, evitando soluções massificadas com custos elevados, mas sem benefícios garantidos.

O modelo regulamentar proposto seguiu de perto a solução já adotada pela ERSE em regulamentação da sua responsabilidade, como a da mobilidade elétrica ou a das redes inteligentes.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Em geral, os participantes na consulta pública consideraram muito positiva a proposta sobre projetos-piloto. Esta ferramenta foi vista por vários dos participantes como a ideal para testar regras de partilha inovadoras e mais avançadas face às que estão previstas no regime legal. [Conselho Consultivo, Conselho Tarifário e, também, EDP Energias de Portugal, Goldenergy, E-Redes, INESC TEC, Diana Neves e Diana Fernandes, Iberdrola]

O processo de aprovação mereceu comentários, quer sobre a dispensa de consulta ao operador de rede quando a proposta parte deste [EDP Energias de Portugal], quer sobre a fixação de um prazo para emissão do parecer do operador de rede a uma proposta que lhe seja submetida [Goldenergy].

A E-Redes propõe o reforço das obrigações de transparência quanto aos resultados dos projetos-piloto, no sentido de multiplicar os seus benefícios. Outros comentários também reforçam a importância desta transparência.

Houve vários comentários sobre a duração dos projetos-piloto. A proposta da ERSE refere que sejam projetos de «curta duração». O INESC TEC sugere a clarificação do que se considera «curta duração», alertando para que uma duração muito curta poderá limitar os projetos a implementar. O próprio INESC TEC, bem como a APESF ou a CEVE, propõem que a duração dos projetos-piloto possa ser mais extensa, até 6 anos (CEVE), para viabilizar projetos com investimentos em tecnologia ou para permitir tirar conclusões sobre os resultados a médio prazo.

As investigadoras Diana Neves e Diana Fernandes referem a articulação dos projetos-piloto com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2020, de 21 de abril, que estabelece os princípios gerais para a criação e regulamentação das Zonas Livres Tecnológicas.

Finalmente, o âmbito dos projetos-piloto recebeu também propostas na consulta. O Conselho Consultivo refere que devem ser testados mecanismos de coeficientes de partilha com discriminação temporal. A Iberdrola sugere que se inclua a partilha de energia por um autoconsumo individual com acesso à RESP, em que a energia não seja produzida numa instalação próxima.

#### DECISÃO DA ERSE

O essencial da proposta sobre projetos-piloto foi mantido na redação final, refletindo o consenso geral sobre a mesma.

No que respeita à duração dos projetos, alguns comentários sugerem que seja concretizada em vários anos (5, 6 ou até mais). No entanto, a ERSE considera que projetos com essa duração se assumiriam como perímetros permanentes à margem das regras gerais e com efeitos estruturais, além de atrasarem a disseminação pública dos resultados dos projetos. A grande margem e ritmo de inovação na área da produção distribuída e das redes inteligentes convida a tempos de reação mais curtos, que possam abrir para o mercado o potencial encontrado. Foi fixada a duração dos projetos até 1 ano, embora com possibilidade de extensão desse prazo, aprovada pela ERSE após apresentação de solicitação justificada pelo promotor.

A redação final do articulado sobre os projetos-piloto considera alterações pontuais de organização e concretização de prazos referidas nos comentários. No caso do parecer do operador de rede, estipula-se um período normal de consulta de 30 dias e a sua dispensa no caso de o projeto ser de iniciativa do próprio.

Tendo presente o comentário do Conselho Consultivo, bem como a oportunidade de testar várias metodologias de partilha que foram propostas pelos comentários à consulta pública, a redação final do regulamento prevê a obrigação de o ORD em MT e AT (alta tensão) apresentar uma proposta de projeto-piloto, para aprovação pela ERSE, de teste de metodologias de partilha de energia alternativas às que estão estabelecidas. Desta forma, e com a participação aberta a interessados, será possível avaliar a validade e interesse de metodologias alternativas para os modelos de negócio do autoconsumo, bem como procurar soluções que minimizem os custos sobre os consumidores em geral.

No que respeita à articulação dos projetos-piloto com o conceito das Zonas Livres Tecnológicas ([Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2020](#)), nada impede a integração dos projetos-piloto em iniciativas de maior amplitude além do âmbito regulamentar da competência da ERSE, nomeadamente incluindo medidas de flexibilização legislativa ou regulamentar.

Adicionalmente, salienta-se o alinhamento dos princípios estabelecidos para os projetos-piloto com as orientações gerais do regime das zonas livres tecnológicas.

### **3.8 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

As Comunidades de Energia Renovável (CER) foram introduzidas no ordenamento jurídico nacional pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, transpondo a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis. As CER representam uma forma de organização de consumidores, produtores e outros agentes e não uma atividade em si mesma. O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, prevê que as CER possam desenvolver projetos de autoconsumo coletivo, mas também abre a possibilidade ao exercício de outras atividades, como a produção, o armazenamento ou a comercialização de energia renovável.

No âmbito do autoconsumo, as CER têm um tratamento regulamentar idêntico aos autoconsumos coletivos, assumindo o papel de entidade gestora. No exercício das outras atividades, as CER deverão respeitar os requisitos gerais dessas atividades. As CER podem recorrer a intermediários – como os agregadores ou comercializadores – para gerir a complexidade relativa à participação no mercado grossista ou mesmo noutras áreas de atividade.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

A Megasa defendeu que o autoconsumo coletivo e as CER devem poder ser estabelecidos considerando distâncias longas entre as IU e as UPAC associadas, no caso dos clientes industriais.

As investigadoras Diana Neves e Diana Fernandes comentam que o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, não transpôs na totalidade o conceito das CER previstas na Diretiva UE 2018/2001 para a promoção das energias por fontes renováveis, nomeadamente por não incluir a utilização de outras formas de energia além da eletricidade de origem renovável. Acrescentam que a legislação nacional ainda não transpôs o conceito de Comunidades de Cidadãos para a Energia (CCE) previsto na Diretiva UE 2019/944.

As mesmas investigadoras destacam a multiplicidade de atividades em que as CER podem participar (autoconsumo, produção, comercialização). Referem também, a par com a CEVE, que as regras que regem o relacionamento entre a CER e os seus membros deveriam ser concretizadas no regulamento da ERSE.

O Conselho Tarifário reforça a afirmação da ERSE na sua proposta de que as CER, no papel de comercializador de energia renovável, terão de respeitar os requisitos gerais da atividade de comercialização, podendo estabelecer – no sentido de lidar com a complexidade do relacionamento com o mercado – acordos comerciais com uma terceira parte para que esta assuma, em seu nome, as responsabilidades pelo acesso aos mercados grossistas, pelo balanço ou, no limite, por todas as obrigações regulamentares da comercialização. O Conselho Tarifário nota que, qualquer modificação futura dos requisitos regulamentares da atividade de comercialização, nomeadamente para adequação a comercializadores de pequena dimensão, deve atender à estabilidade de regulamentação das atividades.

#### **DECISÃO DA ERSE**

O RAC tem como norma habilitante o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, cujo contexto é a partilha de eletricidade. Note-se que a regulamentação de outros vetores energéticos tem enquadramentos distintos e, dependendo dos casos, outras entidades competentes.

Relativamente ao estabelecimento de regras orientadoras do relacionamento entre as CER e os seus membros, solicitado por alguns participantes na consulta, deve ter-se presente que o RAC determina obrigações das CER ou das EGAC perante os operadores, em nome dos seus participantes. As formas de partilha de direitos e deveres entre os membros de uma CER ou de um autoconsumo coletivo estão na disponibilidade dos respetivos intervenientes. O RAC limita-se a identificar os responsáveis perante os operadores das redes e as suas obrigações. Questões como a distribuição de custos e receitas de um autoconsumo entre os seus membros são dirigidas pelo regime legal do autoconsumo para regulamento interno do autoconsumo ou da CER. O mesmo se aplica no caso das relações entre EGAC e participantes num autoconsumo coletivo. Este tema foi também abordado no ponto 3.9.5.

Face às questões colocadas pelos interessados na consulta pública, importa clarificar que os requisitos de licenciamento associados às CER são estabelecidos pelas autoridades competentes (DGEG e serviços regionais de energia), incluindo o tema da proximidade entre as instalações de consumo e de produção. Em termos regulamentares, as regras aplicáveis ao autoconsumo realizado no contexto de uma CER são em tudo iguais às aplicáveis ao autoconsumo coletivo. As adaptações entre as duas situações decorrem de

eventuais especificidades na titularidade das instalações de produção ou de armazenamento, ou das regras internas de participação definidas pela CER ou pelos membros do autoconsumo coletivo.

Como decorre do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, e como referido em várias circunstâncias pela ERSE, a CER pode desempenhar outras atividades além do autoconsumo coletivo. Nesses casos, aplica-se o enquadramento regulamentar específico de cada atividade. Inclusivamente, se a CER não fizer autoconsumo coletivo, então não se lhe aplica o RAC, não obstante os requisitos para a sua constituição constarem do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

### **3.9 RELACIONAMENTO COMERCIAL**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A proposta submetida a consulta não introduzia nenhuma alteração significativa ao RAC sobre o relacionamento comercial. No entanto, dado o significativo número de comentários recebidos sobre esta matéria, importa proceder à sua análise e discussão.

#### **3.9.1 RELACIONAMENTO COM O AGREGADOR OU COM O FACILITADOR DE MERCADO**

##### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

As Agências de Energia de Lisboa e do Porto questionam de que forma será calculado o fator relativo aos encargos a aplicar na valorização do excedente adquirido pelo facilitador de mercado, nos termos do Artigo 8.º do [Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho](#).

A APESE entende que deveria existir uma maior clarificação das diferenças entre agregador independente, facilitador de mercado e comercializador que agrega produção.

A Fator Energia sugere que, para efeitos da valorização da energia excedente injetada na rede nas Regiões Autónomas, seja utilizado um preço distinto do MIBEL, tomando em consideração o custo mais elevado da eletricidade nas regiões insulares.

Há um comentário individual de Paulo Santos que sugere a possibilidade de se adotar um sistema de créditos relativo aos excedentes, que seriam deduzidos no consumo faturado pelo comercializador.

A SU Eletricidade reitera o seu comentário à consulta Pública n.º 82, sobre a «Proposta de articulado da Regulamentação do Regime de Autoconsumo» no sentido de que falta uma secção dedicada ao relacionamento do autoconsumidor individual ou da EGAC com o facilitador de mercado, ao contrário do que acontece para os outros intervenientes, pelo que sugere a sua inclusão.

#### DECISÃO DA ERSE

Relativamente à dúvida relativa ao fator de cálculo dos encargos a aplicar na valorização do excedente adquirido pelo facilitador de mercado, releva a publicação da [Diretiva n.º 5/2021](#), de 24 de fevereiro.

Sobre a questão relativa à valorização do excedente nas Regiões Autónomas, cabe referir que, nos termos do artigo 28.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, cabe às Regiões Autónomas estabelecer, em decreto legislativo regional, a adaptação do regime do autoconsumo, considerando o disposto no artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, e a sua especificidade no que respeita à descontinuidade, dispersão, dimensão geográfica e de mercado.

No âmbito das suas competências, a ERSE vem aprovar o novo Regulamento do Autoconsumo, aplicável igualmente às Regiões Autónomas, sem prejuízo do âmbito de competência próprio destas, nos termos definidos na Constituição e nos respetivos Estatutos Político-Administrativos, e do disposto no referido Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

Assim, a concretização da valorização do excedente, pelas especificidades inerentes, deve ser feita pelas Regiões Autónomas, nos termos legais aplicáveis. Em particular, em cumprimento das normas legais aplicáveis, nomeadamente no disposto no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, a definição do valor de venda da energia excedentária deve assegurar o cumprimento do Regulamento Tarifário que estiver em vigor, nomeadamente no que se refere à aceitação para efeitos tarifários dos custos, apresentados pelas empresas concessionárias nas Regiões Autónomas, com a aquisição de energia renovável aos autoconsumidores.

A este propósito, regista-se que, no caso da Região Autónoma da Madeira, o Decreto Legislativo Regional n.º 1/2021/M de 6 de janeiro, estabelece que, no caso de venda da energia excedentária à rede elétrica de serviço público da Madeira (RESPM), o valor do kWh é definido por despacho do Diretor Regional da Economia e Transportes Terrestres, após parecer da ERSE.



Em todo o caso, refira-se que, no seu parecer ao projeto de Decreto-Lei relativo ao novo regime legal para o autoconsumo, a ERSE se reviu na opção de a venda dos excedentes do autoconsumo não se realizar através do pagamento de uma tarifa garantida, por entender que era a que incentivava o correto dimensionamento das UPAC, o desenvolvimento de soluções baseadas em armazenamento, para além de se evitar a criação de custos adicionais para o setor elétrico.

A ERSE entende que a sugestão de instituir no RAC um sistema de «crédito» de venda dos excedentes não é compatível com o modelo estabelecido na legislação.

Finalmente, quanto à inclusão de uma secção específica relativa ao relacionamento comercial com o facilitador de mercado, entende-se que esta é desnecessária, pelo facto de a atividade do facilitador de mercado estar perfeitamente enquadrada nos termos da legislação e da regulamentação.

### 3.9.2 RELACIONAMENTO COMERCIAL COM O ORT

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

A APREN sugere uma reformulação das disposições relativas à venda dos excedentes, nomeadamente quanto ao estabelecimento do contrato de uso da rede de transporte por produtores com o ORT relativa à injeção dos excedentes, no sentido de as sistematizar de uma forma mais simples num único artigo. A EDP Energias de Portugal, também sobre as disposições relativas ao de contrato de uso de redes com o ORT, questiona se não deveriam ser substituídas pela referência ao contrato de adesão com o Gestor Global do Sistema. Diana Neves e Diana Fernandes referem que, num regime de CER, com venda de excedente, ou que detenha diretamente unidades de produção, parece existir uma duplicação de contrato de uso de redes: uma através do EGAC, outra através do facilitador de mercado, previsto no artigo 16.º, e comentam que parece existir uma obrigação, no artigo 10.º, de o autoconsumidor individual ter de se constituir como agente de mercado, o que não acontece com o autoconsumo coletivo.

Sobre a faturação pelo ORT da tarifa de uso da rede de transporte a aplicar a produtores, a EDP Energias de Portugal, a Goldenergy e a SU Eletricidade fazem notar que essa tarifa não se aplica quando a UPAC está ligada em BT pelo facto de a mesma ser aplicável a produtores ligados em MAT, AT e MT, pelo que questionam sobre a necessidade celebração do contrato de uso da rede de transporte para estes produtores. A SU Eletricidade questiona se existirá alguma especificidade para os contratos de uso de rede a assinar com o ORT pelo facilitador de mercado.

A ACEMEL questiona se, para efeitos da venda dos excedentes, o modelo de procuração e declaração de representação de produtores, válido para apresentar perante o OMIE e a REN, deve ser assinado e autenticado por todos os membros titulares da CER/ do autoconsumo coletivo ou representantes da EGAC. Questiona também sobre a necessidade de autenticação das assinaturas, tal como acontece nas UPAC individuais que vendem energia excedente a um agregador. Ainda a este respeito, a ACEMEL expressa a opinião de que as regras para a aquisição de energia excedente por parte dos agregadores são mais complexas do que as que se aplicam ao facilitador de mercado <sup>17</sup>, sendo apontados como exemplos a obrigação de autenticação de procurações, ou questões técnicas relacionadas com o sistema de contagem, que bloqueiam e atrasam a ativação do contrato de venda com um agente de mercado.

A ACEMEL defende ainda que não faz sentido a exigência de uma procuração de representação do cliente do comercializador/ agregador, para este por sua vez realizar contrato com o gestor global do sistema (GGS). Na sua opinião, deveria ser dado à representação da produção pelos comercializadores o tratamento que é dado à sua carteira de consumo, ou seja, um único contrato de uso global do sistema (UGS) para representar toda a carteira.

A EDP Energias de Portugal sugere que, no artigo 23.º, as referências relativas à apresentação de documentação relativa às unidades de produção sejam eliminadas por considerar suficiente a remissão para o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS).

A EDP Energias de Portugal refere ainda que, no artigo 22.º, deveria ser estabelecido que, em caso de cessação ou suspensão do contrato de venda do excedente entre o ORT e o agregador ou facilitador de mercado, os excedentes seriam contabilizados para efeitos de redução de perdas.

## **DECISÃO DA ERSE**

O modelo de relacionamento com o ORT relativo à venda dos excedentes, estabelecido no RAC, é o aplicável aos produtores. Assim, as entidades que sejam responsáveis pela integração em mercado dos excedentes devem, por um lado, encontrar-se constituídas como agentes de mercado junto da gestão global do sistema e, por outro lado, são responsáveis pela assinatura dos contratos de uso de rede com o ORT, aplicável ao excedente.

---

<sup>17</sup> Função desempenhada transitoriamente pelo Comercializador de Último Recurso ao abrigo do Decreto-Lei n.º 76/2019.

Normalmente, estas obrigações recaem sobre o agregador ou sobre o facilitador de mercado pois, na maioria dos casos, os autoconsumidores optam por vender os seus excedentes a uma destas entidades. A obrigatoriedade de estabelecer os referidos relacionamentos comerciais com o ORT apenas recairá sobre o autoconsumidor, no caso do autoconsumo individual, e sobre a EGAC ou CER, no caso do autoconsumo coletivo, quando estes optem por ser eles próprios a integrar o excedente em mercado. Refira-se que esta opção, embora prevista na legislação, raramente ou nunca é utilizada dado que, por razões de escala da operação, é mais eficiente o recurso a agregadores ou ao facilitador de mercado.

Apesar de não serem introduzidas quaisquer alterações ao modelo atualmente vigente, a ERSE entendeu, face aos comentários recebidos, reformular a redação do articulado de forma a que pudesse ficar mais clara a arquitetura descrita. Nesse sentido, foram sistematizadas na secção de relacionamento comercial com o ORT as disposições relativas aos contratos a estabelecer com esta entidade.

Relativamente à obrigatoriedade de estabelecer contrato de uso de redes relativo aos excedentes de UPAC ligadas em BT, que não estarão sujeitos à tarifa de uso de redes aplicável a produtores, a ERSE tinha clarificado na anterior consulta que a obrigação de estabelecimento de contrato decorre do RARI e não da aplicabilidade da tarifa.

A ERSE concorda que pode ser simplificado o formato contratual, nomeadamente no sentido de os contratos estabelecidos pelo agregador poderem incluir várias instalações de produção para autoconsumo, pelo que introduziu no articulado uma disposição nesse sentido. Relativamente ao contrato a estabelecer pela SU Eletricidade (no âmbito do regime de substituição do facilitador de mercado), este deve ser semelhante ao que é assinado relativamente aos restantes produtores representados por esta entidade.

Quanto aos comentários relativos à documentação necessária para a inscrição das unidades de produção junto da Gestão Global do Sistema, a atual redação do Procedimento n.º 4 do MPGGS estabelece que a inscrição de uma unidade física junto da GGS por parte de um Agente Representante obriga à apresentação de documento emitido pelo proprietário da Instalação de Produção conferindo-lhe poderes de representação e atuação perante a GGS. Assim, o documento a apresentar variará consoante a situação específica de cada instalação. Entende-se que esta é uma matéria do âmbito do MPGGS e que releva não apenas para o autoconsumo, mas também para outras instalações de produção pelo que eventuais alterações deste procedimento poderão ser abordadas em maior detalhe em futuras revisões dessa peça regulamentar.

A ERSE entendeu não alterar o articulado de acordo com o sugerido pela EDP Energias de Portugal, mantendo o exemplo da documentação como um dos aspetos que são tratados no MPGGS, apesar de existirem naturalmente outros.

Sobre a sugestão da EDP Energias de Portugal de explicitar no artigo 22.º que a suspensão ou a cessação do contrato de uso de redes com o ORD origina a contabilização da energia injetada para efeitos de redução de perdas, entende-se que tal é desnecessário em face do que já se encontrava previsto no n.º3 do artigo 21.º do RAC submetido a consulta pública, segundo o qual, «quando não seja realizada a venda do excedente através de uma das modalidades previstas» a energia em causa será contabilizada pelo operador de rede e considerada para efeitos de redução de perdas nas redes.

### 3.9.3 CONTRATO DE USO DAS REDES PARA O AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A utilização da RESP para o autoconsumo coletivo impõe a adesão da EGAC a um contrato de uso das redes específico com o ORD, no qual fica enquadrada, nomeadamente, a faturação das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Sobre esta matéria, foi proposto definir um prazo de 2 meses para o envio da proposta relativa a este contrato, pelos ORD, de modo a estabelecer um quadro claro de funcionamento do autoconsumo coletivo.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O Conselho Tarifário recomenda que, nas condições gerais destes contratos (a propor pelos ORD à ERSE, no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do regulamento, de acordo com o n.º 1 do artigo 47.º da proposta de articulado), seja prevista a possibilidade de suspensão da faturação de acessos quando deixa de haver autoconsumo pela RESP, de forma a que o contrato de acesso às redes, uma vez celebrado, se mantenha válido enquanto se mantiver a representação da instalação de autoconsumo.

Adicionalmente o Conselho Tarifário recomenda que as condições gerais incluam ainda um período máximo para que o contrato de uso de redes se mantenha ativo desde a última faturação de uso de redes por autoconsumo pela RESP, findo o qual se considere a sua caducidade.

A EDP Energias de Portugal e a E-Redes sugerem que se preveja que os contratos de uso de redes a celebrar entre as EGAC e o ORD possam assumir uma natureza que permita que, uma vez celebrados, possam

perdurar no tempo, mesmo que o autoconsumo coletivo deixe de recorrer à RESP, por alteração da sua constituição de membros.

A EDP Energias de Portugal e a SU Eletricidade assinalam que quando se refere a necessidade de realização de um contrato de uso de redes com o ORD para o autoconsumo através da RESP, seria mais correta a referência ao Operador de Rede em vez de ORD.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE concorda com as propostas do Conselho Tarifário, da EDP Energias de Portugal e da E-Redes que vêm tornar mais flexível a gestão deste tipo de contratos no que diz respeito a possíveis alterações da condição de utilização da RESP pelo autoconsumo.

Nesse sentido, foi incluída no articulado a possibilidade de o contrato em questão se revestir da natureza de um contrato de adesão estabelecendo-se que deve existir uma celebração de contrato de uso das redes sempre que a configuração do autoconsumo permita uso das redes, isto é, quando os elementos do autoconsumo estejam interligados através da RESP, independentemente de esta ser ou não utilizada.

Sobre o comentário da EDP Energias de Portugal e da SU Eletricidade de a celebração do contrato dever ser feita com o Operador de Rede em vez do ORD, a ERSE relembra que, aquando da consulta e aprovação do RAC em 2020, justificou a opção pelo facto de, na arquitetura atualmente em vigor, os contratos de uso de rede relativos a instalações de consumo ligadas ao ORT serem assinados com o ORD em AT e MT.

#### **3.9.4 CONTRATO DE FORNECIMENTO ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO, DE ARMAZENAMENTO E DE PRODUÇÃO**

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Na proposta submetida a consulta pública foi proposta a inclusão da definição de comercializador do armazenamento para identificar o comercializador com contrato de fornecimento aos sistemas de armazenamento com ligação autónoma. Apesar de se ter proposto a prioridade da injeção das UPAC nos sistemas de armazenamento com ligação autónoma, justificava-se a distinção deste conceito pelo facto de poderem existir consumos associados a esses sistemas de armazenamento que não fossem provenientes da UPAC. Por outro lado, esta definição revela-se útil no momento de determinar a disponibilização de dados relativos às instalações de armazenamento.

A proposta previa também a obrigatoriedade de estabelecimento de um contrato de fornecimento nas IU e nas UPAC e sistemas de armazenamento com ligação autónoma à rede.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

O Conselho Tarifário e a Iberdrola expressaram concordância com a propostas da ERSE de autonomizar o fornecimento dos consumos do sistema de armazenamento do contrato de fornecimento de consumos da UPAC.

Diana Neves e Diana Fernandes manifestam dúvidas quanto à legitimidade para a inscrição da figura do comercializador do armazenamento, que não está expressamente previsto nas Diretivas nem no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

A Goldenergy manifestou o entendimento de que não existirão limitações relativamente à formalização deste contrato de fornecimento aos sistemas de armazenamento, 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.

A APESF chama a atenção para o facto de poderem existir situações nas quais uma UPAC com ligação autónoma não tenha consumos próprios.

A CEVE propõe que se clarifique que a EGAC pode contratualizar com comercializadores distintos o fornecimento de energia dos consumos próprios e da energia injetada no armazenamento.

A ACEMEL entende que a redação do n.º 5 do artigo 11.º, que estabelece que a EGAC assegura a existência de contrato de fornecimento com comercializador para o fornecimento dos consumos próprios de cada UPAC e da energia injetada no armazenamento e não proveniente de uma UPAC, limita a possibilidade de o autoconsumidor ser o dono do armazenamento e fazer uso dele para consumo próprio em modelos de negócio nos quais o armazenamento pertence e está integrado numa IU.

A Coopérnico, a APREN e Diana Neves e Diana Fernandes discordam da obrigatoriedade imposta no Regulamento de que todo o autoconsumidor deve ter contrato de fornecimento ativo. A EDP Energias de Portugal entende que o artigo 20.º é incoerente com a definição de IU do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, de acordo com a qual a IU pode ou não ter um contrato de fornecimento ativo.

Sobre a proposta de que a EGAC assegure que existem contratos de fornecimento com comercializadores tanto para os consumos próprios de cada UPAC, bem como para os consumos dos sistemas de armazenamento que não provêm das UPAC, a EDP Energias de Portugal questiona qual o tratamento a dar a casos em que os consumos próprios da UPAC são abastecidos pelos sistemas de armazenamento.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Um dos objetivos da inclusão da definição do comercializador do armazenamento foi o de identificar o comercializador que detivesse um contrato de fornecimento com uma instalação de armazenamento, de forma a ser mais fácil determinar as relações com esse comercializador, nomeadamente no que diz respeito à disponibilização de dados. Não era objetivo desta proposta estabelecer um novo tipo de atividade de comercialização sujeita a licenciamento ou ao cumprimento de obrigações específicas.

Nesse sentido, um comercializador que detenha um contrato de fornecimento com uma instalação de armazenamento pode ser um qualquer comercializador do setor elétrico que estará sujeito às regras vigentes de comercialização.

Relativamente à obrigação de estabelecimento de contratos de fornecimento para abastecer os consumos próprios da UPAC, a ERSE modificou o articulado no sentido de prever a existência de um contrato para o abastecimento desses consumos, quando existam. Lembra-se, no entanto, que a ocorrência de consumos sem que exista um contrato de fornecimento tem as consequências previstas regulamentarmente e que implicam a interrupção do fornecimento à instalação.

Sobre o comentário da CEVE, a ERSE esclarece que não é obrigatória a contratação com o mesmo comercializador para o fornecimento dos consumos próprios da UPAC e das injeções no armazenamento.

Quanto ao comentário da ACEMEL sobre o n.º 5 do artigo 11.º, o artigo em questão dá resposta às situações de armazenamento com ligação autónoma, que, na terminologia agora adotada, se passam a designar de IA. Nos casos a que se refere a ACEMEL, em que o armazenamento pertence e está integrado na IU do autoconsumidor, não é possível distinguir, de entre os fluxos medidos na ligação entre a IU e a RESP, quais se destinam ao consumo e quais se destinam ao armazenamento, estando todos naturalmente abrangidos pelo contrato de fornecimento à IU.

Sobre os comentários que contestam a obrigatoriedade de os autoconsumidores deterem um contrato de fornecimento ativo nas IU participantes no autoconsumo coletivo, o entendimento da ERSE é de que,

independentemente de poderem existir autoconsumos desligados da rede para os quais não existe contrato de fornecimento ativo, para efeitos do RAC apenas relevam as instalações de utilização que estejam ligadas à rede e, como tal, tenham contrato de fornecimento ativo, que atesta a sua condição de consumidor.

Relativamente ao tratamento a dar aos consumos injetados no armazenamento que provenham de UPAC esclarece-se que apenas está abrangida pelo contrato de fornecimento com o comercializador que abastece a instalação de armazenamento<sup>18</sup> a parte dos consumos que não tenha origem na produção para autoconsumo, isto é, que foi abastecida a partir da RESP.

### 3.9.5 OUTROS ASPETOS DO RELACIONAMENTO COMERCIAL

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A EDP Energias de Portugal defende que deveria ser feita, no artigo 24.º, uma referência às regras estabelecidas no GMLDD, relativamente ao apuramento dos consumos para efeitos de faturação do consumo de mudança de comercializador.

A CEVE e Diana Neves e Diana Fernandes entendem que deviam ser concretizadas as regras relativas aos membros da CER e da EGAC, nomeadamente o regime da responsabilidade.

A Goldenergy defende que a ERSE clarifique ou promova junto do legislador a clarificação de quais as entidades suscetíveis de integrar o conceito de EGAC.

A SU Eletricidade defende que deveria existir um artigo dedicado ao ORD BT, sem especificar, no entanto, qual o seu conteúdo. Esta entidade solicita também a clarificação do mecanismo de faturação da tarifa de uso da rede de transporte e o seu repasse pelo facilitador de mercado aos excedentes da carteira, bem como sobre a forma de recuperação do custo dos desvios à programação dos excedentes incorridos pelo facilitador de mercado. Finalmente é questionado como se procederá em caso de algum interveniente não pagar a energia ao comercializador ou os encargos aos Operadores de Rede e, existindo um corte, como se reconfigurará o algoritmo.

---

<sup>18</sup> Ressalvam-se as regras relativas às variáveis de faturação relativas ao fornecimento por comercializador, conforme secção 3.4.2 e 3.4.3.



## DECISÃO DA ERSE

Sobre a inclusão de uma referência específica ao GMLDD para efeitos da determinação da mudança de comercializador, entende-se que a remissão para a regulamentação da ERSE é suficiente. Evidentemente, a existência de autoconsumo não prejudica o apuramento dos consumos fornecidos pelo comercializador cessante, apurados nos termos do RAC, até à data da mudança.

Em relação ao estabelecimento do regime de responsabilidade entre os membros da CER e a EGAC, entende a ERSE que essa é uma questão que não tem de ser regulamentada no RAC, cabendo aos participantes estabelecer livremente as regras aplicáveis no seu relacionamento. Ver também a resposta no ponto 3.8.

Sobre as entidades que podem desempenhar o papel da EGAC, entende-se que não compete ao RAC definir requisitos para o desempenho da atividade, sendo que a legislação refere que a EGAC pode ser uma entidade singular ou coletiva.

Relativamente aos comentários da SU Eletricidade que solicitam a existência de um artigo específico sobre os ORD BT, a ERSE não sentiu necessidade da sua inclusão. Sobre a forma de repasse dos custos incorridos pelo facilitador de mercado com a integração de excedentes em mercado, essa matéria foi tratada na [Diretiva n.º 5/2020](#), de 20 de março. Em relação às situações de não pagamento de encargos devidos ao comercializador ou aos operadores das redes por parte de algum interveniente, a ERSE entende que o primeiro RAC já detalhava o procedimento a adotar, nomeadamente nos artigos 16.º, 17.º e 18.º, regras essas que foram discutidas na consulta pública que precedeu a sua aprovação.

## 3.10 OUTRAS PROPOSTAS

### 3.10.1 COOPERAÇÃO ENTRE OS OPERADORES DAS REDES

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de reformulação do RAC introduziu um princípio de cooperação entre os operadores das redes no domínio da disponibilização de dados sobre energia autoconsumida e outras dimensões do novo regime. A disseminação de produção renovável distribuída, em pequena escala, complexifica a observabilidade destas unidades e altera o comportamento do consumo líquido visto pela rede. Estas alterações impactam

na operação da rede e na disponibilização de dados (quando o autoconsumo envolve redes de vários operadores), mas também no planeamento das redes.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

O Conselho Tarifário, a REN e a EDP Energias de Portugal referem que a partilha de dados entre os operadores de redes deve incluir os vários operadores: ORT, ORD AT e MT e ORD BT. O Conselho Tarifário detalha que deve ser clarificada qual a informação a partilhar, ao abrigo da legislação e regulamentação que suportam as suas atividades técnicas e comerciais, e assegurando o cumprimento das aplicáveis disposições legais associadas à proteção de dados pessoais e de informação comercialmente sensível. O Conselho Tarifário propõe remeter esta questão para os restantes regulamentos onde já se encontra consagrada, dando a nota da necessidade de adaptação para incluir o autoconsumo. O Conselho Tarifário considera, ainda, que devem definir-se os aspetos mais operativos da troca de informação, tais como a periodicidade, os prazos e o formato em que esta informação deve ser trocada.

A REN propõe ainda que o regulamento inclua obrigações de observabilidade e controlabilidade sobre as UPAC com potência de ligação superior a 1 MW. As obrigações incluem a instalação de equipamentos de comando remoto da injeção na rede ou do consumo, por instrução do gestor do sistema.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE reconhece que os ORD em BT têm responsabilidades na medição e disponibilização de dados no domínio do autoconsumo nas suas redes, pelo que a partilha de dados entre os operadores deve envolver também estes. O articulado foi adaptado em conformidade, adotando também a referência aos regulamentos da ERSE que determinam a troca de dados entre os operadores.

Em relação à observabilidade e controlabilidade das UPAC com potência de ligação superior a 1 MW, importa referir que o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, no art.º 3.º, n.º 5, determina que as UPAC com potência instalada superior a 1 MW estão sujeitas a licenciamento nos termos do decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação. Nesse sentido, cabe ao Regulamento da Rede de Transporte ou ao Regulamento da Rede de Distribuição, atualmente sob revisão, a definição de critérios técnicos de ligação, como os propostos. Esses requisitos não são específicos das UPAC mas aplicáveis a qualquer instalação de produção ligada à rede. Por estas razões, a ERSE considera que o regulamento do autoconsumo não deve dispor sobre esta matéria. Futuramente, a revisão do Regulamento de Operação

das Redes deverá aprofundar o enquadramento da monitorização da produção ou injeção na rede pelo gestor de sistema.

### 3.10.2 PARTICIPAÇÃO DOS AUTOCONSUMIDORES NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No documento justificativo da consulta pública foi referido que a participação de uma IU num autoconsumo não esgotava a sua capacidade de participar no mercado de eletricidade, nomeadamente na prestação de serviços de flexibilidade, de que é exemplo o mercado de reserva de regulação <sup>19</sup>.

De igual modo, foi referido que a entrega de excedentes à rede, desde que cobertos por um contrato com um agregador de produção, pode participar plenamente nos mercados grossistas e outras formas de prestação de serviços de flexibilidade, tal como a restante produção.

#### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O Conselho Tarifário manifestou a sua concordância com a referência genérica à possibilidade de os autoconsumidores participarem na prestação de serviços de flexibilidade.

Os comentários conjuntos de Diana Neves e Diana Fernandes vão no sentido de que o regulamento contemple a participação com flexibilidade da procura em comunidades de energia, de forma não discriminatória relativamente aos agentes com produção ou armazenamento.

A APREN considera essencial que seja criada a base regulatória necessária para a participação do autoconsumidor neste mercado, criando assim também abertura aos serviços de agregação que podem ser no futuro essenciais para prestar serviços de sistema à rede elétrica.

#### DECISÃO DA ERSE

A ERSE reitera que a condição de autoconsumidor não retira a possibilidade de prestar de serviços de flexibilidade, nomeadamente através de um agregador de serviços de flexibilidade, aplicando-se o mesmo

---

<sup>19</sup> Vide [Projeto-piloto](#) de participação do consumo no mercado de reserva de regulação.

princípio às comunidades de energia renovável. Evidentemente, essa participação deve estar enquadrada nas regras que sejam aplicáveis, mas que não estão no âmbito deste Regulamento.

### 3.10.3 OUTROS ASPETOS REGULAMENTARES COM REFLEXO NO AUTOCONSUMO

Alguns dos comentários recebidos versam sobre alterações pertinentes do funcionamento do mercado de eletricidade, mas cujo âmbito está fora do regulamento específico do autoconsumo. A ERSE reconhece que estes aspetos podem ser relevantes no próprio sucesso do autoconsumo ou dos modelos de negócio associados, pelo que os identifica neste documento, remetendo para discussões regulamentares posteriores a sua incorporação.

#### TRATAMENTO DOS DESVIOS DE PARTICIPAÇÃO NO MERCADO

No documento justificativo a proposta submetida a consulta pública foram referidos alguns aspetos relativos ao modelo de apuramento dos desvios que devem ser futuramente revistos, nomeadamente, os que dizem respeito ao normativo europeu, como por exemplo as «Electricity Balancing Guidelines»<sup>20</sup>.

A proposta de reformulação do regulamento não continha qualquer alteração em relação a esta matéria por se entender que se aplicam aos desvios relativos aos autoconsumos as regras atualmente em vigor. Qualquer alteração em relação a esta matéria deve ser objeto de alteração na regulamentação própria, nomeadamente no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

A ACEMEL refere nos seus comentários que a contabilização dos desvios entre as unidades programadas e a entrega física, deve considerar os desvios de forma consolidada (ou seja, por carteira), à semelhança do que acontece no consumo. Refere a ACEMEL que, atualmente, é celebrado um contrato de UGS, por cada CPE de produção (incluindo os CPE de excedentes de UPAC) e a contabilização dos desvios é realizada individualmente CPE a CPE, o que dificulta a gestão agregada do comercializador.

A opção adotada na aprovação do Regulamento do Autoconsumo, foi a de, relativamente à venda dos excedentes, fazer aplicar as regras atualmente em vigor para as unidades de produção, evitando dessa forma uma dispersão de regras por múltiplos regulamentos. Efetivamente, as observações da ACEMEL seriam válidas não apenas para a venda de excedentes, mas também para unidades de produção, pelo

---

<sup>20</sup> Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico.

menos para aquelas de menor dimensão, pelo que a ERSE entende que uma eventual alteração das regras sobre as matérias apontadas pela ACEMEL deva ocorrer, idealmente, na revisão da regulamentação específica, para evitar a dispersão de regras em vários regulamentos.

A ERSE toma nota dos comentários da ACEMEL, mas não pode deixar de referir que estes parecem conter alguma confusão de conceitos. O apuramento e liquidação dos desvios das unidades de programação que agregam produção em regime especial é feito de forma agregada para a Unidade de Programação e não de forma individualizada por cada instalação de produção ou CPE, tal como referido no comentário.

Na mesma linha, cabe sinalizar que é feita, talvez por lapso, uma referência errada ao contrato UGS (em vez do contrato URT), quando se afirma que este é estabelecido individualmente para cada CPE. Efetivamente, o contrato de adesão à Gestão Global de Sistema, previsto no MPGGS, é único para cada agente de mercado. O contrato URT, que está previsto no RARI, implica de facto, tal como referido pela ACEMEL, uma assinatura por cada CPE de produção, sendo esse assunto tratado no ponto 3.9.2 deste documento.

#### **Mudança de agregador de produção**

No documento justificativo da consulta pública foi referido que o crescimento da produção distribuída, que é comumente representada através de agregadores, obriga a que os operadores de redes de distribuição e o gestor de sistema mantenham sistemas ágeis que assegurem uma correspondência entre as unidades físicas de produção (ou consumo) e os seus agregadores. No entanto, sendo esta uma matéria que extravasa o conceito do autoconsumo, qualquer revisão dos atuais procedimentos deveria ser realizada em regulamentação específica.

O Conselho Tarifário revê-se na preocupação demonstrada pela ERSE, relativamente ao expectável aumento de volume de alterações contratuais com agentes representantes para efeitos de venda de excedente, pelo que considera que deve ser assegurada a devida adaptação dos processos e sistemas de informação dos operadores de rede, assim como da regulamentação existente para registo das unidades, nomeadamente os procedimentos definidos no MPGGS, que deverão ser ajustados de forma a acomodarem um enquadramento adequado para o autoconsumo.

Ainda sobre este ponto, o Conselho Tarifário dá nota de que, atualmente, estes processos de gestão da mudança do agregador de produção são realizados pelo ORT, em articulação com o ORD, dando cumprimento ao definido na regulamentação do autoconsumo, sendo necessário acautelar que estes

operadores se articulam devidamente entre si no desenvolvimento dos respetivos processos e sistemas de informação.

A ACEMEL defende a criação de um portal de «switching» (tipo operador logístico de mudança de comercializador, OLMC) para a mudança de comercializador de compra de excedentes, de forma a tornar mais flexível a contratualização da venda dos excedentes.

A ERSE regista os comentários recebidos sobre esta matéria, mantendo a opção de não incluir neste regulamento nenhuma alteração ao atual processo de registo das instalações de produção junto de agregadores de produção, voltando ao tema quando for oportuno, no sentido de rever o atual processo que exige uma elevada articulação entre o ORT e o ORD.

#### 4 PROPOSTAS LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES A DESENVOLVER

Nos comentários apresentados na consulta pública, diversos agentes apresentaram questões e propostas de alteração ou de desenvolvimento de matérias que extravasam o âmbito de competências da ERSE, conforme delimitado pelos respetivos Estatutos e pela legislação base dos setores regulados. Foram, igualmente, identificados temas que poderão merecer desenvolvimento regulamentar, fora do objeto do Regulamento sob consulta.

Neste contexto, identificam-se as principais questões ou propostas, sem uma vinculação da ERSE à sua justificação ou oportunidade:

- **Portal do Autoconsumo e das CER:** existem diversos comentários que sugerem melhorias ou alterações na interação com o Portal do Autoconsumo e das CER gerido pela DGEG, nomeadamente sobre o formato da comunicação dos coeficientes, a opção por coeficientes proporcionais ser explícita e não por defeito, a periodicidade de alteração de coeficientes, a adaptação do Portal para permitir a opção por regras de partilha mais complexas com critérios de prioridade e hierarquização, a possibilidade de ter coeficientes de partilha distintos por UPAC, a periodicidade de atualização de coeficientes, a inclusão de um campo referente ao armazenamento, a distinção entre as unidades de armazenamento instaladas nas IU ou de uma UPAC e as unidades de armazenamento de carregadores bidirecionais de veículos elétricos;
- **CIEG:** alguns participantes na consulta pública, nomeadamente os consumidores industriais, defendem que a isenção de CIEG prevista no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, deve poder coexistir com contratos de prestação de serviços de interruptibilidade, ou ainda que o período de isenção deve ser adequado ao período de vida útil do projeto ou equipamentos (tipicamente 20 a 25 anos); defendem ainda que os projetos de autoconsumo industrial com recurso à RESP e em que exista um distanciamento entre a unidade de produção e a instalação consumidora devem ainda assim beneficiar da isenção de CIEG (Navigator, Megasa, APIGCEE e APREN);
- **Conceitos de relação de vizinhança e de proximidade para a constituição de autoconsumo coletivo:** diversos comentários assinalam a necessidade de uma definição clara dos conceitos de relação de vizinhança e proximidade previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, podendo, se assim não for, surgir futuramente instalações de autoconsumo coletivo ou CER com grande dispersão geográfica e, conseqüentemente, com um contributo negativo para as perdas nas redes que fará desvirtuar os seus objetivos iniciais de sustentabilidade e eficiência; a avaliação pela

DGEG, caso a caso, deveria ser balizada, na medida do possível, por critérios públicos e previamente conhecidos (Conselho Tarifário, Conselho Consultivo, EDA, APIGCEE e Iberdrola);

- **Adequação do dimensionamento das unidades de produção e de armazenamento:** a EDA identifica que o conceito de «dimensionamento adequado às necessidades das IU» deveria ser traduzido num formulário objetivo, através do relacionamento das grandezas elétricas adequadas, em clarificação da alínea f) do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro;
- **Mecanismo de *switching* para carteiras de agregação de produtores:** propõe-se a criação de uma plataforma de indexação dos produtores aos respetivos agregadores, sendo a informação de medição enviada de forma agregada por carteira para o ORT, sem prejuízo do acesso a cada ponto de medição de produção pelo ORT (ACEMEL);
- **Definição de potência instalada:** a APREN considera importante clarificar o que caracteriza a potência instalada, se a potência dos equipamentos se a potência dos inversores;
- **Redes internas e redes fechadas:** o INESC TEC refere-se à regulamentação das redes de distribuição fechadas e relativa à possibilidade de um projeto de AC ou de uma CER estabelecerem e operarem redes internas de maneira semelhante a uma rede fechada, sobretudo se constituído como um ACI, com apenas um medidor de consumo junto ao ORD.
- **Comercialização «peer-to-peer»:** alguns comentários solicitam a concretização da possibilidade de comercialização entre pares («peer-to-peer trading»), prevista nas Diretivas europeias e referida no Decreto-Lei n.º 162/2019, possibilitando o desenvolvimento de novos modelos de negócio além da simples partilha da produção e, mais concretamente, o desenvolvimento de mercados locais de energia. A implementação desta modalidade de contratação teria de assentar em formas avançadas de definição das regras de partilha/venda de energia num autoconsumo, ponto-a-ponto (INESC TEC e Goldenergy).

Ao abrigo das competências atribuídas à ERSE pelos artigos 3.º e 59.º, n.º 1, ambos dos respetivos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2020, de 12 de abril, na redação vigente, e ao abrigo do princípio da cooperação interadministrativa, esta Entidade Reguladora remeterá as questões e comentários acima identificados aos órgãos e entidades competentes para o seu conhecimento.

Quanto às matérias não integradas no objeto deste Regulamento, a ERSE verificará a sua pertinência e oportunidade em sede de revisão regulamentar própria.



## 5 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO

Neste capítulo discutem-se comentários específicos sobre as propostas de regulamentação, cuja relevância merece uma apreciação particular e uma resposta da ERSE, seja clarificando as propostas seja justificando a sua decisão final.

O teor destes comentários específicos foi tido em consideração na decisão final da ERSE, sendo apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto sobre os contributos recebidos na consulta pública.

Os comentários estão organizados por tema.

5.1 ARMAZENAMENTO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>ACEMEL</b></p> <p>“(…) poder-se-ia incluir Unidades de Armazenamento sem a necessidade de estarem associadas a um local onde exista UPAC, mas sim apenas a uma IU (até porque já existem atualmente, apenas não estão controladas/registadas) por diversas razões:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A solução de armazenamento por si só permite carregar a bateria a partir da RESP em períodos tarifários mais competitivos (e.g. vazio) e descarregar em períodos tarifários com consumo na IU menos competitivos (e.g. fora de vazio);</li> <li>• Dada a impossibilidade de fazer Net Metering, tal como acontece em Espanha, os consumidores portugueses terão vantagens económicas em poderem armazenar energia a partir da RESP em períodos cujas tarifas aplicadas são mais competitivas (e.g. vazio) e descarregar em fora do vazio (poupança associada);</li> <li>• Em termos de gestão da rede, um conjunto de unidades de armazenamento, e quando agregadas, desde que sejam criadas as condições de gestão em real-time, poderá prestar serviços de regulação da rede, como a conexão a um centro de despacho.”</li> </ul>	<p>Conforme proposta da ERSE, a reformulação do RAC incorpora as instalações de armazenamento que estejam diretamente ligadas à RESP e que estejam integradas em autoconsumo, no âmbito do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.</p> <p>Nos termos deste diploma, desde logo ao nível da definição adotada para autoconsumo, é condição necessária a existência de UPAC.</p> <p>As restantes utilizações de sistemas de armazenamento, onde se inclui, por exemplo, a sua operação autónoma para beneficiar de preços de energia diferenciados por período horário, estão fora do âmbito do RAC.</p>
<p><b>ACEMEL</b></p> <p>«2.1. Sugestão de inclusão – n.º 1 do artigo 7.º</p>	

<b>5.1 ARMAZENAMENTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p>Seria conveniente incluir um artigo para definir que tipologias de armazenamento será possível instalar, essa informação pode ser integrada no n.º 1.</p> <p>Por exemplo poderão existir 3 tipos de tipologias:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. UA integrada na UPAC, neste caso o carregamento de energia na UA é contabilizado como consumo interno da UPAC e a extração de energia da UA é contabilizado como produção da UPAC. Não é necessária uma identificação de contagem individual da UA, mas é necessário associar um CPE de consumo à UPAC.</li> <li>2. UA integrada numa IU, neste caso o carregamento de energia na UA é contabilizado como consumo da IU e a extração é considerado como autoprodução da IU. Não é necessária uma identificação de contagem individual da UA, mas é necessário associar um CPE de produção à IU.</li> <li>3. UA autónoma, sendo necessária uma unidade de contagem bidirecional, com um CPE de produção e um CPE de consumo. Quando a UA está a descarregar, com extração, a contagem é feita como CPE de produção, equiparável a uma UPAC para efeitos de partilha. Quando a UA está a carregar, com consumo de energia da RESP, a contagem é feita como CPE de produção, equiparável a uma IU para efeitos de partilha. Uma UA autónoma poderá estar ligada numa rede interna ou poderá estar ligada diretamente à RESP.»</li> </ol>	<p>Em termos regulamentares, a reformulação do RAC restringe-se às instalações de armazenamento que estejam diretamente ligadas à RESP e que estejam integradas em autoconsumo, no âmbito do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.</p> <p>Conforme documento justificativo da presente consulta pública, as restantes situações são enquadradas pelas instalações onde os sistemas de armazenamento se encontram ligados.</p>
<p><b>ACEMEL</b></p> <p>«Pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos – Artigo 8.º</p> <p>N.º 1 do artigo 8.º, onde se refere que, “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.”</p> <p>É em tudo semelhante a um armazenamento, podendo estar integrado na UPAC, integrado numa IU ou autónomo, tal como descrito no nosso ponto 2.1.»</p>	<p>Ver resposta anterior.</p>

<b>5.1 ARMAZENAMENTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>ACEMEL</b></p> <p>«A energia armazenada na bateria pode ser descarregada para a rede em qualquer momento, através de input do consumidor? Ou seja, no caso de não existir consumo na IU, CER ou Autoconsumo coletivo, é entendido como venda de energia excedente? Pode ocorrer a qualquer hora do dia, independentemente da tecnologia da UPAC associada?»</p>	<p>Independentemente das funcionalidades tecnológicas dos sistemas de armazenamento, encontrando-se a IA, por definição do RAC, ligada à RESP, diretamente ou através de rede interna, é possível que ocorram situações em que a energia para partilha imputada à IA seja superior à energia injetada na IA. Nesses casos, essa energia é considerada como excedente. Esse excedente pode ser transacionado. Não o sendo, é contabilizado para efeitos de redução das perdas das redes.</p>
<p><b>ACEMEL</b></p> <p>«Nos casos em que o armazenamento está ligado de forma independente à RESP, mas associado a UPACs, está previsto existir um contrato de fornecimento para o armazenamento com o Comercializador do Armazenamento? Nesses casos também existe um CPE de Produção para este circuito de armazenamento dedicado, onde fica registado a injeção na RESP a partir da bateria? Relembramos que em diversas IU já existem pelo menos 2 CPEs de Produção (1 para a micro ou minigeração e 1 outro para a UPAC), sendo que estes casos demoraram quase 12 meses a serem solucionados pelo ORD. Haverá um terceiro CPE de Produção?»</p>	<p>Independentemente das funcionalidades tecnológicas dos sistemas de armazenamento, encontrando-se a IA, por definição do RAC, ligada à RESP, diretamente ou através de rede interna, é possível que ocorram situações em que a injeção de energia na IA seja superior à energia para partilha imputada à IA. Nesses casos, essa energia deve ser providenciada ao abrigo de um contrato de fornecimento. Por esse motivo, o RAC estabelece a figura do comercializador da IA.</p>
<p><b>Conselho Consultivo</b></p> <p>«No entender do CC, nas instalações de autoconsumo coletivo em que os coeficientes de partilha sejam definidos pelas EGAC, as IU associadas a pontos de carregamento bidirecionais devem ser consideradas na sua definição, em conjugação com as restantes IU, de forma a que, nos períodos em que os respetivos equipamentos de medição registem consumo da rede, recebam a parte de produção das UPAC que assim lhes compete.»</p>	<p>A solução adotada no RAC estabelece que as IA, sejam armazenamento estático sejam pontos de carregamento bidirecional de veículos elétricos, são equiparadas a IC nos períodos quarto-horários em que o sentido dominante é o da injeção na IA. Assim, os coeficientes de partilha a definir pela EGAC incluem as IA, tal como as IC.</p>
<p><b>APESE</b></p> <p>«[Art.º 8, n.º 1] Não se clarifica as situações em que o ponto de carregamento estar na IU onde se situa a UPAC. Nestes casos o posto de carregamento bidirecional é equiparável a um sistema de armazenamento?»</p>	<p>O RAC aplica-se às instalações de armazenamento com ligação autónoma à rede, quer se tratem de dispositivos de armazenamento estático, quer de pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos.</p>

5.1 ARMAZENAMENTO	
Comentário	Observações da ERSE
	Um ponto de carregamento bidirecional de veículos elétricos que se encontre dentro de uma IPr funciona, essencialmente, como um meio de controlo da energia produzida.

5.2 MEDIÇÃO E LEITURA	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>A CELER, LORD, CESSN</b></p> <p>«Assim, solicitamos à ERSE que pondere o assunto e, que a futura revisão do atual RAC imponha a medição bidirecional nos postos de transformação dos pequenos ORD/BT e que os parâmetros de faturação relativos à energia ativa incidam sobre o saldo líquido desta energia (energia importada descontada da energia exportada)»</p>	<p>De acordo com o estabelecido, respetivamente, nos pontos 14.1.6 e 14.1.2 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, 1) as características mínimas dos equipamentos de medição a instalar nas ligações entre redes de diferentes operadores devem ser análogas às exigíveis aos equipamentos de medição instalados nas instalações de consumo equivalentes e 2) tratando-se de instalações ligadas em MT, os equipamentos de medição devem medir energia ativa nos dois sentidos, com discriminação da energia reativa nos 4 quadrantes.</p> <p>Sem prejuízo do exposto, nos casos pontuais em que tal possa não se verificar, deverá haver lugar à sua substituição, nos termos previstos no referido Guia.</p> <p>Apesar dos equipamentos de medição instalados nestes PT permitirem a medição bidirecional, a respetiva parametrização não é obrigatória.</p> <p>A proposta de reformulação do RAC, contudo, estabelece a obrigação de incluir os pontos de fronteira entre níveis de tensão para efeitos de elaboração pelos ORD do estudo de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo.</p> <p>Assim, a parametrização da medição bidirecional nos PT passa a ser obrigatória, tendo a ERSE promovido já contactos com o operador de rede MT e AT no sentido dessa implementação ser tão rápida quanto possível (atendendo, desde logo, à necessidade de parametrização individual).</p> <p>Relativamente ao comentário quanto à utilização do saldo líquido de energia ativa, medido na interface entre as redes dos ORD BT e do operador de rede MT e AT, como parâmetro de faturação entre estas duas entidades, importa clarificar que tal se encontra fora do âmbito do RAC. As regras e modalidades de faturação das tarifas de acesso às redes entre o ORD AT/MT e os ORD BT, no que se refere às entregas aos</p>

<b>5.2 MEDIÇÃO E LEITURA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	clientes dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT e às entregas a clientes em BT de comercializadores ou agentes de mercado na área geográfica do ORD BT, serão discutidas aquando da revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico, a realizar durante o corrente ano.
<p><b>Diana Neves e Diana Fernandes</b></p> <p>«Como nos números seguintes, o encargo de aquisição do referido equipamento recai sobre o autoconsumidor, existindo um preço regulado. Aqui existe uma verdadeira doação ao ORD, pois depois este activo irá reverter para ele, tal como ainda existe o paradoxo, de no nº 8 dispor: “Os autoconsumidores são responsáveis pelos encargos associados à instalação, colocação em funcionamento, exploração, manutenção e substituição dos equipamentos de medição a instalar no ponto previsto na alínea c) do n.º 1 - do artigo anterior”, ou seja, em “ O ponto de ligação à IU da UPAC integrada em autoconsumo individual, desde que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW, para efeitos de medição da injeção da UPAC na IU ”.</p> <p>Por outro lado, estes casos até já estariam previstos no GMLDD, para UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo, nomeadamente ponto 10.»</p>	<p>O racional adotado para a repartição de encargos de equipamentos de medição instalados na fronteira com a rede interna ou com a RESP, bem como para a integração desses equipamentos de medição no parque dos operadores das redes (como contrapartida pelos encargos de exploração, manutenção e substituição) foi objeto de discussão e justificação detalhadas no âmbito da Consulta Pública n.º 82, relativa à regulamentação do autoconsumo, cuja documentação se encontra disponível na página da ERSE na internet.</p>
<p><b>AdE Porto e Lisboa E-nova</b></p> <p>«No nosso ponto de vista, não faz sentido que os equipamentos de medição condicionem a possibilidade de adesão de membros à comunidade, nem mesmo que seja um membro a pagar um equipamento que passará a ser um ativo da entidade que gere a concessão e sobre esta está a responsabilidade de o instalar. O equipamento de medição deverá ser requisitado ao operador, o qual, deverá ter uma quantidade anual de equipamentos dedicados por região para projetos de autoconsumo, estando disponíveis no momento de requisição, ou em último caso ressarcir o investimento a que o membro se encontra sujeito»</p>	<p>Ver resposta ao comentário anterior.</p> <p>Adicionalmente, o Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece que no «autoconsumo coletivo, é obrigatória a contagem por telecontagem, com contador inteligente, nos pontos de interligação da UPAC com a RESP e de cada IU associada» [art.º 16.º, n.º 8]</p>
<p><b>APESE</b></p> <p>«fica a dúvida se os procedimentos do ponto 30.3.2.1 do GMLDD podem ser aplicados nos casos de não existência de contador inteligente na IU,</p>	<p>Ver resposta ao comentário anterior.</p> <p>Nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 162/2019 e no próprio RAC, a instalação de contadores inteligentes é</p>

5.2 MEDIÇÃO E LEITURA	
Comentário	Observações da ERSE
para obter estimativas quarto-horárias de consumo da IU. Esta possibilidade resolveria as muitas situações de bloqueio que surgirão devida à impossibilidade ou atrasos de medição inteligente.»	condição necessária para acolhimento no regime de autoconsumo.
<b>Goldenergy</b> «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?»	No ponto 3.3.1 deste documento foi feito um exercício de clarificação do racional que presidiu à proposta apresentada pela ERSE.
<b>Paulo Santos</b> «De forma simples e atalhando caminho, se queremos em definitivo que Portugal esteja na vanguarda da produção de energia limpa e deixemos de depender de forma tão extensa dos combustíveis fósseis, sugiro que, à semelhança do Brasil, por exemplo, onde um proprietário de uma casa pode entregar o excedente de energia produzida ao seu comercializador e ficar com "créditos" para usar quando precisa de consumir mais do que produz ( <a href="https://www.portalsolar.com.br/como-vender-energia-solar">https://www.portalsolar.com.br/como-vender-energia-solar</a> ), optemos por solução idêntica»	O Decreto-Lei n.º 162/2019, corretamente, baseia o regime de autoconsumo na simultaneidade da produção e do consumo (e na sua proximidade geográfica). A não simultaneidade temporal da produção e do consumo pode ser facilmente acomodada com recurso a transações comerciais (contratos de venda e de compra). Fazer o cancelamento energético da produção e do consumo à margem da realidade comercial significaria um desvio à lógica do utilizador-pagador, imputando os custos provocados pelos autoconsumidores aos restantes consumidores. A posição dos reguladores europeus é contrária ao <i>net metering</i> , designadamente porque este ignora a diferenciação temporal do valor da energia e utiliza o sistema elétrico como armazenamento, sem suportar o respetivo custo.
<b>Paulo Santos</b> «Outra questão é que não se justifica que a comunicação com os operadores tenha obrigatoriamente de ser feita por GSM ou por linha terrestre. Parece que ainda estamos em 1980... Hoje há Wifi e internet em todo o lado e só faz sentido que esta seja a prioridade e não o GSM»	Sempre que possível, o regulador deve adotar o princípio da neutralidade tecnológica. Nesta medida, o RAC não determina qualquer opção tecnológica para efeitos de comunicação de dados entre os sistemas dos operadores das redes e as instalações de utilização.
<b>ACEMEL</b> «O ORD deverá cumprir um prazo máximo para a substituição/parametrização do contador para venda da energia excedente de autoconsumo, por exemplo, 30 dias após a comunicação da DGEG do registo: esta substituição/parametrização deve cumprir os requisitos de venda de energia excedente, nomeadamente ser bidirecional e permitir as contagens de 15 em 15 minutos	O Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece que o «custo de adequação dos sistemas de contagem, em cada IU, é suportado pelos autoconsumidores coletivos localizados em zonas não dotadas da infraestrutura de contadores inteligentes com telecontagem, ou em zonas onde não esteja prevista a sua instalação no curto-prazo, devendo o sistema de contagem ser instalado pelo operador de rede no prazo de quatro meses a contar da data do respetivo pedido» [art.º 16.º, n.º 6]

<b>5.2 MEDIÇÃO E LEITURA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
(sempre que o cliente comunique esta a sua intenção)»	Adicionalmente, quer nos termos do mesmo diploma, quer de acordo com o estabelecido no próprio RAC, a bidirecionalidade da medição e a desagregação quarto-horária dos respetivos registos é obrigatória.
<b>APESE</b> «É necessário garantir que a solução de recurso apresentada (i.e., estabelecer que os próprios consumidores pagam os contadores quando não esteja prevista a sua instalação pelo ORD num prazo de doze meses) permita a rápida instalação do contador bidirecional»	Ver resposta ao comentário anterior.
<b>ACEMEL</b> «Deve estar clara a permissão de multi-pontos de injeção e a forma como será efetuado o somatório das contagens individuais de cada ponto de injeção: tal é possível recorrendo a software dos contadores, a recolha de dados, pois estes permitem criar clusters e somatórios de vários contadores e ter assim uma leitura global»	A proposta regulamentar submetida a consulta não impede a existência de múltiplos pontos de injeção, cuja concretização, contudo, depende de licenciamento por parte das autoridades competentes.  Adicionalmente, cabe referir que, quer o Regulamento Técnico e de Qualidade, quer o Regulamento de Inspeção e Certificação, ambos da DGEG, preveem a possibilidade de instalação de um equipamento concentrador para obviar os casos em que o operador de rede não consiga agregar as contagens parciais, quando existem várias unidades de produção.
<b>E-Redes</b> «O documento justificativo que acompanha a consulta refere ainda que a aquisição de EMI para IU BTN deve ficar a cargo do autoconsumidor, se este pretender antecipar a sua instalação, mesmo que a IU se encontre abrangida pelo plano de instalação de EMI do ORD nos 12 meses seguintes ao pedido do autoconsumidor. A EDP Distribuição concorda com esta disposição do documento justificativo, propondo que seja também reflectida na própria redacção final do articulado e, dessa forma, passe a constar do próprio regulamento»	A ERSE concorda com o comentário, tendo procedido à alteração do texto regulamentar.
<b>E-Redes</b> «Prever um tratamento diferenciado para os equipamentos de medição a adquirir pelo autoconsumidor, entre os que devem ser integrados no parque de activos do ORD e os restantes, estabelecendo que os primeiros devem ser qualificados pelo (podendo ser adquiridos por este, ao preço regulado, na BTN) e que os segundos	A ERSE concorda com o comentário, tendo procedido à alteração do texto regulamentar.

<b>5.2 MEDIÇÃO E LEITURA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
devem ser adquiridos em mercado, directamente junto dos fornecedores, cumprindo os requisitos de comunicações e segurança definidos pelo ORD»	
<p><b>Conselho Tarifário</b></p> <p>«O CT considera que, por uma questão de clarificação de responsabilidades, o artigo 35.º deve explicitar que a responsabilidade pela operacionalização (incluindo ativação e manutenção do serviço de comunicações) do equipamento de medição de produção das UPAC individuais não dissociadas de IU, cabe ao próprio autoconsumidor. O operador de rede assegurará a integração deste equipamento nos seus sistemas de telecontagem, observadas as condições e os requisitos mínimos de operação e de comunicações por si exigidos»</p>	A ERSE concorda com o comentário, tendo procedido à alteração do texto regulamentar de modo a incluir os custos com o serviço de comunicações na rubrica de encargos de exploração associados aos equipamentos de medição instalados no ponto de ligação à IU da UPAC integrada em autoconsumo individual. [n.º 8 do art.º 27.º]
<p><b>EDA</b></p> <p>«A EDA, S.A. considera que, por uma questão de clarificação de responsabilidades, o artigo 35.º deveria referenciar de forma clara que é da responsabilidade do autoconsumidor, a ativação e manutenção do serviço de comunicações do equipamento de medição de produção das UPAC, em conformidade com o disposto no ponto 15, do Artigo 16º DL 162/2019 de 25 outubro».</p>	Ver resposta ao comentário anterior.
<p><b>EDP Energias de Portugal</b></p> <p>«O n.º 2 do artigo 35.º deveria ser complementado com a seguinte redação “O disposto no número anterior aplica-se aos sistemas de armazenamento, com ligação autónoma”»</p>	Apesar da aplicação conjugada do art.º 35.º e do art.º 26.º do RAC às unidades de armazenamento se restringir à ligação autónoma à rede destas unidades, a ERSE procedeu à alteração do texto regulamentar, como sugerido, por razões de clareza.
<p><b>Goldenergy</b></p> <p>«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 consequente necessidade de correção»</p>	Nos termos estabelecidos regulamentarmente (em concreto, no GMLDD e no RSRI) os dados das carteiras de comercialização devem observar um prazo para a respetiva consolidação (resultando na disponibilização pelos operadores das redes aos comercializadores dos dados definitivos mensais, ou seja, do Consumo Discriminado Agregado Definitivo). Neste contexto, o prazo para consolidação de carteiras é independente da eventual existência de anomalias (de medição e leitura): esse prazo era, até ao final do ano de 2020, de 9 meses (ponto 66 do GMLDD), passando para 6 meses a partir de 2021 (art.º 36.º do RSRI).



<b>5.2 MEDIÇÃO E LEITURA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	A norma agora proposta (n.º 5, art.º 40.º) visa tão-somente clarificar (no RAC) que, enquanto as carteiras de comercialização não se tornam definitivas, as leituras que possam ser recolhidas, mesmo que posteriores à realização de estimativas na sequência de anomalias, são consideradas para todos os efeitos, designadamente, para faturação pelos comercializadores aos seus clientes e pelos operadores das redes aos próprios comercializadores.
<p><b>EDP Energias de Portugal</b></p> <p>«O n.º 1 do artigo 32.º refere que os preços de aquisição dos equipamentos de medição são os preços aplicáveis pelos operadores de rede BT aos autoconsumidores. A EDP entende que a ERSE deve clarificar:</p> <p>a) se a publicação anual dos preços do serviço regulado de aquisição de equipamentos de medição, é aplicável apenas a autoconsumidores ou a todos os clientes;</p> <p>b) por que meio se fará a publicação dos valores; e</p> <p>c) se os preços são aplicados tanto a contadores de produção (a instalar na UPAC e nas baterias) como de consumo (a instalar nas IU dos membros de um autoconsumo coletivo)?»</p>	<p>Os preços regulados (um para contagem monofásica, outro para contagem trifásica) de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT, aplicáveis durante o ano de 2021, foram aprovados pela ERSE (conjuntamente com os preços regulados estabelecidos no RRC) através da Diretiva n.º 1/2021, de 8 de janeiro, encontrando-se em vigor.</p> <p>Estes preços aplicam-se exclusivamente ao abrigo do regime regulamentar do autoconsumo, para instalação de equipamentos de medição nos pontos de ligação à rede interna ou à RESP (independentemente de se tratar de IU, UPAC ou unidades de armazenamento) e sempre por opção do autoconsumidor (que, querendo, pode, em alternativa, adquirir o equipamento em mercado).</p> <p>Com efeito, e apesar do RAC em vigor prever também a aplicação deste preço regulado ao ponto de ligação à IU da UPAC em regime de autoconsumo individual, os comentários recebidos na presente consulta pública justificam a exclusão deste ponto para efeitos de aquisição junto do ORD BT.</p>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Artigo 32.º Preços para aquisição dos equipamentos de medição</p> <p>Saúda-se a inclusão deste artigo, por quanto o custo de aquisição dos contadores varia conforme as quantidades adquiridas. Os pequenos operadores de rede locais, não conseguem o mesmo preço de compra que um grande operador de rede»</p>	<p>Ver resposta ao comentário anterior.</p> <p>Adicionalmente, a ERSE faz notar que a aprovação de preços regulados diferenciados a aplicar pelos diversos operadores das redes deve beneficiar de apresentação prévia de proposta fundamentada por parte destes (até 15 de setembro de cada ano, nos termos do RRC).</p>
<p><b>E-Redes</b></p> <p>«A proposta de articulado objecto da presente consulta pública estabelece, no n.º 2 do seu artigo 40.º, que aos dados do ponto de medição da IU se deverão aplicar as regras relativas ao tratamento de anomalias de medição e leitura previstas no ponto 30.3.2.1 do GMLDD.</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário, tendo procedido à alteração do texto regulamentar.</p>

5.2 MEDIÇÃO E LEITURA	
Comentário	Observações da ERSE
De forma a tornar a redacção tão neutra quanto possível relativamente a alterações noutros regulamentos, sem, contudo, desvirtuar o alinhamento com as disposições neles contidas, a EDP Distribuição propõe que a versão final do regulamento em discussão não remeta para artigos concretos de outra regulamentação existente»	
<p><b>Conselho Tarifário</b></p> <p>«O CT concorda com este entendimento da ERSE, uma vez que, de facto, a legislação já prevê que os EMI sejam equipados com uma porta local que permite acesso a tempo real a dados de consumo, recomendando, ainda assim, que a redacção final do regulamento indique que os operadores de redes têm o dever de dar mais destaque, nas comunicações sobre as funcionalidades dos EMI que já se encontram previstas, ao facto de o equipamento possuir uma porta local para acesso a dados de consumo em tempo real e às condições de acesso a este serviço»</p>	A ERSE concorda com o comentário, tendo procedido à alteração do texto regulamentar com o objetivo de reforçar os deveres de informação dos operadores das redes relativamente aos meios técnicos disponíveis e aos procedimentos de acesso local aos dados dos equipamentos de medição.

5.3 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>SU Eletricidade</b></p> <p>Artigo 38.º - Disponibilização de dados em regime de autoconsumo coletivo</p> <p>Sugere-se a seguinte redacção para o n.º 6: “O operador da rede deve disponibilizar, à entidade com a qual o autoconsumidor individual tenha contratado a venda do excedente, o diagrama de carga quarto-horário do excedente medido...”.”</p>	A reformulação dos conceitos e dos artigos clarificou que serão disponibilizados os dados de 15 minutos do diagrama de cargas das grandezas.
<p><b>APESF</b></p> <p>«Da alínea a) do nº1 do Artigo 26.º só é apurado o excedente injetado na rede, no caso do Autoconsumidor Individual. Aparentemente esta definição não está alinhados com a alínea a) do nº1 do Artigo 38.º.»</p>	A alteração promovida aos conceitos do regulamento simplificou esta questão. Numa IU em autoconsumo, o consumo medido é o saldo consumo-injeção (quer a IU tenha UPAC integrada ou não).

<b>5.3 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Alínea a) do ponto 1 do Artigo 37.º [...]»</p> <p>Alerta-se para a necessidade de incluir no corpo de texto a exceção de disponibilizar a potência reativa para as IU em BTN, uma vez que os equipamentos de medição dessa gama não recolhem essas grandezas.»</p>	<p>Confirma-se que a disponibilização do diagrama de carga da energia reativa não se aplica a instalações em BTN.</p> <p>Não obstante, as funcionalidades dos contadores inteligentes incluem a medição desta grandeza.</p>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Alínea g) do ponto 1 do Artigo 38.º [...]»</p> <p>Alerta-se para a necessidade de incluir no corpo de texto a exceção de disponibilizar a potência tomada para as IU em BTN, uma vez que os equipamento e medição dessa gama não recolhem essas grandezas. Para ser fornecida este dado terá de ser através do tratamento do diagrama de cargas, trabalho esse que pode ser efetuado pelo autoconsumidor individual pela análise do referido diagrama.»</p>	<p>Clarificou-se o articulado para referir a disponibilização da potência tomada apenas quando há faturação dessa variável de acesso às redes (excluindo BTN, portanto).</p> <p>No entanto, nota-se que o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes já impõe que a potência tomada mensal (máximo de 15 minutos) seja apurada em BTN e disponibilizada aos clientes, como indicador da potência a contratar.</p> <p>De facto, enquanto variável resultante do máximo dos saldos de 15 minutos do consumo medido na IU, a potência tomada pode obter-se dos diagramas de carga desta grandeza.</p>
<p><b>APREN</b></p> <p>«Artigo 38.º [...]»</p> <p>Ainda no que se refere à informação técnica evidenciada neste artigo, considera-se importante clarificar se o conjunto de dados de produção e de consumo aqui elencados e registados nos contadores estarão disponíveis a utilizadores externos, como é o caso da EGAC, ou se estarão condicionados a determinadas restrições, como por exemplo a omissão de certos parâmetros da contagem e/ou indisponibilidade dos valores do contador aquando da contagem.»</p>	<p>Os dados a disponibilizar à EGAC estão definidos em concreto no articulado. Quanto ao acesso por entidades terceiras, foi clarificado no articulado que os dados a disponibilizar a cada IU, IPr ou IA podem ser acedidos por outras entidades desde obtenham o devido consentimento do cliente titular dos dados.</p>
<p><b>EDP Energias de Portugal</b></p> <p>«Artigo 36.º - [...]»</p> <p>O n.º 4 do artigo 36.º determina que “salvo se expressamente referido em contrário, os dados a disponibilizar relativamente a cada equipamento de medição e a cada grandeza correspondem ou resultam de saldos quarto-horários, independentemente das instalações serem monofásicas ou trifásicas”. A EDP defende que a disposição deveria estabelecer que no caso das</p>	<p>Confirma-se o entendimento sobre a aplicação de saldos de 15 minutos nas instalações trifásicas. A redação do articulado foi clarificada nesse sentido.</p>

5.3 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
instalações trifásicas, o saldo deve ser feito para a soma das fases e não por cada uma das fases.»	
<p><b>Coopérnico</b></p> <p>«[...] importa garantir que nenhum interessado fique impedido de criar um ACC ou CER por atrasos ou falhas das entidades. Desta forma, sugere-se uma alternativa para o caso de falha das entidades: a possibilidade de balanços mensais, de acordo com uma chave de repartição simplificada.»</p> <p>João Crispim</p> <p>«Desta forma, sugere-se uma alternativa para o caso de falha das entidades: a possibilidade de balanços mensais, de acordo com uma chave de repartição simplificada.»</p>	<p>Os dois comentários apontam para a utilização de modelos simplificados de partilha para aplicação quando os operadores demoram a instalar os equipamentos de medição adequados ou quando há falhas nos procedimentos normais.</p> <p>A existência de um equipamento de medição adequado e a sua integração nos sistemas comerciais dos operadores de redes são requisitos de aplicação do regime de autoconsumo. Por isso, não se prevê a criação de soluções provisórias na fase inicial.</p> <p>Quanto ao tratamento de eventuais falhas (de leitura, por exemplo) durante a vida do autoconsumo, aplicam-se nesses casos as regras para tratamento de anomalias.</p>

5.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>CEVE</b></p> <p>«A partilha de energia só terá um impacto técnico positivo nos custos da rede se incentivar os seus participantes a alterar o seu padrão de consumo e/ou a produção de uma forma coerente com as necessidades do sistema. Por forma a garantirmos, o impacto desejado, de forma simplificada afigura-se-nos que deverá ser imposta a obrigatoriedade de os participantes dos projetos comunitários, terem de optar pela tarifa tri-horária, para lhes dar um sinal de preço eficaz que alter o seu padrão de consumo, de forma a terem impacto positivo nos custos da rede." "Além disso, salientamos a necessidade de assegurar que os projetos energéticos comunitários não evitem custos em benefício dos seus participantes, enquanto os transferem para a base dos clientes do setor elétrico. Aqui estamo-nos a referir às tarifas de acesso à rede, que convém acautelar a sua remuneração futura, pois pode-se entrar num ciclo fechado que pode colocar em causa o financiamento das redes.»</p>	<p>A proposta colocada pela CEVE é pertinente. A ERSE entende que é uma proposta a ser discutida em sede de revisão do Regulamento Tarifário.</p>

<b>5.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Importa salientar a necessidade de informar os clientes, que caso instalem uma UPAC, que devem ter atenção que a redução do transito de energia ativa no ponto de medição da IU influencia o cálculo da energia reativa, porquanto esta é calculada como uma percentagem da energia ativa. Menor energia ativa para a mesma quantidade de energia reativa, implica mais energia reativa a faturar.»</p>	<p>As instalações de utilização ligadas à RESP em BTE ou níveis de tensão superiores suportam encargos relativos à energia reativa. O montante a pagar pela energia reativa, a faturar pelo comercializador de uma IC, depende da quantidade de energia reativa indutiva e do preço dessa energia reativa, que é função do escalão de energia reativa aplicável. Este escalão de energia reativa resulta do quociente entre a energia reativa indutiva e a energia ativa.</p> <p>Numa IC em autoconsumo, a energia ativa e a energia reativa indutiva são apuradas através do saldo de 15 minutos no equipamento de medição da IC. Conforme assinala a CEVE, quando a UPAC está dentro dessa IC, o contributo da UPAC para suprir necessidades de consumo na IC reduz a energia ativa medida no equipamento de medição da IC. Essa redução pode ser tal que o rácio entre a energia reativa e a energia ativa, medidas no equipamento de medição da IC, coloque a instalação num escalão superior de energia reativa.</p> <p>Ainda que os autoconsumidores disponham de soluções tecnológicas para reduzir esse impacto (por exemplo, baterias de condensadores), tal traduz-se num custo acrescido, pelo que a ERSE concorda que os autoconsumidores devem estar cientes desta possibilidade. A ERSE, pela sua parte, procurará fazer esse alerta quando oportuno.</p>
<p><b>INESC TEC</b></p> <p>«No Art. 41.3 a expressão “são aplicadas no referencial da IU” deveria ser mais específica estabelecendo claramente que as Tarifas de Acesso às Redes a aplicar correspondem às obtidas tendo em conta o nível de tensão de ligação da IU;»</p>	<p>Ver resposta a questão semelhante da ACEMEL.</p>
<p><b>INESC TEC</b></p> <p>«No Art. 42.4, quando se estabelece que “as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem às determinadas para a situação em que o nível de tensão de ligação da UPAC é idêntico ao da IU”, deveria indicar-se de forma mais clara que nessas situações se deverá considerar o nível de tensão de ligação da IU.»</p>	<p>As tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo dependem quer do nível de tensão à RESP da IC (ou IA em injeção), quer da IPr (ou da IA em extração). Por esse motivo, a ERSE entende que a redação atual não carece de alteração.</p>
<p><b>SU Eletricidade</b></p> <p>«A tarifa de URT não é aplicável à BT, pelo que se sugere a seguinte redação [para o Artigo 43.º - Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos</p>	<p>Conforme realçado pela SU Eletricidade, a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos excedentes, de acordo com o RT em vigor, aplica-se às entradas na RNT e na RND, pelo que não é aplicável na BT. A ERSE considera desnecessária a</p>

5.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	
Comentário	Observações da ERSE
excedentes]: "...é aplicada no referencial da UPAC, para os níveis de tensão aplicáveis.»	alteração sugerida, pois esta situação decorre do RT, regulamento para o qual o RAC remete.
<p><b>Navigator</b></p> <p>«No que diz respeito aos preços das tarifas de acesso recentemente publicadas pela ERSE para 2021, a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP, aplicáveis aos projetos que beneficiem de isenção total ou parcial dos encargos correspondentes aos CIEG, não podemos deixar de constatar que a referida isenção incide exclusivamente na componente de energia ativa, não sofrendo a rubrica potência qualquer tipo de redução, aspeto que não se verificou por exemplo na Diretiva ERSE n.º 15/2020, de 7 de Outubro de 2020.»</p>	<p>A metodologia seguida pela ERSE na determinação das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo não sofreu alterações, tendo sido a mesma para 2020 como para 2021.</p> <p>Esclarece-se que estas tarifas têm um preço de potência em horas de ponta inferior aos das tarifas de acesso às redes aplicáveis às instalações de consumo, facto que decorre de a estas últimas serem deduzidas as tarifas de uso das redes a montante da UPAC. No caso de instalações ligadas em MAT, por este ser o nível mais a montante, não há tarifas de uso das redes a deduzir.</p> <p>Note-se que estas tarifas só são aplicáveis ao autoconsumo nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia entre a UPAC e a IC. Estando a UPAC na IC ou sendo apenas utilizada uma rede interna para veiculação da energia de autoconsumo, não há lugar ao pagamento destas tarifas.</p>
<p><b>Megasa</b></p> <p>«CIEG Integrados na potência contratada</p> <p>As Tarifas e Preços de Energia Elétrica para 2021, publicados pela ERSE, apresentam as várias configurações de preços de tarifas de acesso a aplicar ao autoconsumo, tendo em conta a Regulamentação e o Despacho de isenção ou redução de CIEG.</p> <p>Observa-se que as reduções em 50% ou isenções de CIEG são aplicadas à energia ativa nos quatro períodos (ponta, cheia, vazio normal e super vazio) mas não à potência contratada. Salientamos que a tarifa de potência contratada integra uma parcela muito significativa de CIEG, que no caso de MAT para 2021 representará 87% do total desta tarifa.</p> <p>De acordo com o Regulamento do autoconsumo, em vigor e agora proposto, determina-se que o valor a considerar para efeitos de faturação da potência contratada corresponde ao máximo de consumo anual (medidos em períodos de 15 minutos). A adição desta conceção, por si, só, não precavê a redução ou isenção de CIEG prevista no Despacho, pelo que se propõe a criação de um modelo que permita reduzir os CIEG em coerência</p>	<p>Em relação à regra de faturação da potência contratada, esta estabelece a sua determinação através do valor máximo mensal de potência ativa do consumo da IC, em saldo de 15 minutos. A regra é relativa ao consumo fornecido à IC pelo comercializador e não ao autoconsumo.</p> <p>Note-se que as tarifas de acesso às redes para o autoconsumo só são aplicáveis nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia entre a UPAC e a IU. Estando a UPAC na IU ou sendo apenas utilizada uma rede interna para veiculação da energia de autoconsumo, não há lugar ao pagamento destas tarifas.</p>

5.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	
Comentário	Observações da ERSE
com as isenções previstas nas tarifas de energia ativa.»	
<p><b>Megasa</b></p> <p>«Tarifas de Uso de Rede</p> <p>Como determinado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, o uso das redes é suportado pelas IU deduzindo as tarifas de uso de rede a montante das UPAC.</p> <p>A MEGASA constata que UPAC instaladas em Muito Alta Tensão suportarão integralmente as Tarifas de Uso de Rede. Embora não seja alvo desta consulta, a MEGASA reafirma que para incentivo e promoção do autoconsumo deveria ponderar-se a possibilidade de uma redução ou mesmo isenção das Tarifas de Uso de Rede.»</p>	<p>De entre os princípios que regem o cálculo de tarifas inclui-se o que determina que as tarifas devem refletir os custos incorridos. Em projetos em que a IU e a UPAC se encontrem no mesmo nível de tensão, há utilização, pelo menos, da rede nesse nível de tensão, pelo que as tarifas aplicáveis ao autoconsumo pela utilização da RESP devem incluir, no mínimo, a tarifa de uso de redes desse nível de tensão.</p> <p>Note-se que estas tarifas só são aplicáveis ao autoconsumo nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia entre a UPAC e a IU. Estando a UPAC na IU ou sendo utilizada uma rede interna, não há lugar ao pagamento destas tarifas pelo autoconsumo.</p>
<p><b>ACEMEL</b></p> <p>«O excedente da partilha resultante da transação entre pares CPEp/CPEc deve ser afetado ao CPEp e não ao CPEc.»</p>	<p>Esclarece-se que as tarifas de acesso às redes relativas aos excedentes do autoconsumo são aplicáveis à UPAC (agora denominado «excedente total imputado à IPr»), tendo-se mantido a regra que constava do RAC de 2020. Este tema foi abordado na <a href="#">Consulta Pública n.º 82</a>.</p> <p>Com a inclusão regulamentar do armazenamento, a mesma regra aplica-se ao «excedente total imputado à IA».</p>
<p><b>ACEMEL, Coopérnico e APESE</b></p> <p>Coopérnico «[N.º 4 do artigo 42.º] (...) uma IU MT alimentada por UPAC BT pagará uma TAR inferior a uma IU BT alimentada por uma UPAC MT.»</p> <p>ACEMEL «[N.º 4 do artigo 42.º] (...) uma IU MT alimentada por UPAC BT pagará uma TAR inferior a uma IU BT alimentada por uma UPAC MT.</p> <p>A solução é aceitável, mas o correto seria que a TAR fosse a mesma, até porque este modelo incentiva à inversão de fluxo (que não é desejável para a gestão da rede).»</p> <p>APESE: «Ou seja, uma IU MT alimentada por UPAC BT pagará uma TAR inferior a uma IU BT alimentada por uma UPAC MT. A solução é aceitável, mas o correto seria que a TAR fosse a mesma, até porque este modelo incentiva à inversão de fluxo que não é desejável para a gestão da rede. »</p>	<p>As situações apresentadas não são comparáveis, uma vez que se referem a IC distintas, porque ligadas à RESP em diferentes níveis de tensão. Não parece, por isso, haver incentivo à inversão de fluxo em projetos concretos de autoconsumo, porque tal careceria que fosse alterada a ligação à RESP da própria IC.</p> <p>De notar que o RAC determina a realização de estudos de caracterização das situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão, a realizar anualmente pelos operadores de redes. Estes estudos permitirão uma monitorização destas situações e contribuirão para a definição do conceito de inversão de fluxo, bem como a sua aplicação no âmbito das tarifas do autoconsumo.</p>

5.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>Coopérnico, Grupo Informal sobre Comunidades de Energia e APESE</b></p> <p>Coopérnico e Grupo Informal: «Este ponto [n.º 2 do artigo 42.º] deixa de ser coerente em algumas situações com múltiplos níveis de tensão.</p> <p>Exemplo: Uma CER com múltiplas UPAC em BT que alimentam uma IU em MT não pagaria tarifas de acesso às redes.»</p> <p>APESE: «Este ponto deixa de ser coerente em algumas situações com múltiplos níveis de tensão. Imagine-se o caso de uma CER com múltiplas UPAC em BT que alimentam uma IU em MT, neste caso segundo o texto do ponto 2 não pagariam tarifas de acesso às redes. Este ponto 2 acaba por ser anulado com o que se refere no ponto 4. Deve repensar-se qual o objetivo de clarificação deste ponto e se ele ainda faz sentido, já que o ponto 4 o substitui.»</p>	<p>Esclarece-se que o número 2 do art.º 42.º da proposta se refere a situações de inversão de fluxo, as quais são avaliadas entre níveis de tensão, ou seja, entre o nível de tensão onde a IU se encontra ligada à RESP e o nível de tensão que fica imediatamente a montante.</p> <p>No caso apresentado, aplicar-se-ia o número 4 do mesmo art.º 42.º da proposta. Aplicar-se-ia, por isso, à IU em MT os preços das tarifas de acesso às redes para autoconsumo em que IU e UPAC se encontram em MT e em que não há inversão de fluxo.</p>
<p><b>APESE</b></p> <p>«[...] Tal como já identificado na proposta, é essencial garantir que não há lugar ao pagamento de custos de rede relativamente à energia que não circula na RESP.»</p>	<p>O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, determina como dever dos autoconsumidores o pagamento das tarifas estabelecidas pela ERSE que são devidas pela utilização da RESP [alínea e) do art.º 8.º]. No que se refere à energia produzida numa UPAC que é consumida numa IU, o art.º 18.º do diploma distingue desde logo duas situações: i) veiculação da energia produzida na UPAC para consumo na IU sem utilização da RESP [n.º 1 do art.º 18.º]; ii) veiculação da energia produzida na UPAC para consumo na IU utilizando a RESP [n.º 2 do art.º 18.º].</p> <p>No primeiro caso, o diploma estabelece a isenção de quaisquer pagamentos [n.º 1 do art.º 18.º]. no segundo caso, aplicam-se as tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, as quais são estabelecidas pela ERSE, de acordo com o RAC e o Regulamento Tarifário.</p>
<p><b>APESF</b></p> <p>«[Artigo 42.º, n.º 4] Deveria ficar igualmente definido a situação em que a UPAC se encontre num nível de tensão a montante do nível de tensão de ligação da IU.»</p>	<p>As situações em que a UPAC se encontra num nível de tensão a montante do nível de tensão de ligação da IU estão cobertas pelos números 1 e 2 do mesmo artigo da proposta.</p>
<p><b>APREN</b></p> <p>«Por último, o n.º 4 deste artigo faz apenas referência à situação em que a UPAC se encontra num nível de tensão a jusante do nível de tensão de</p>	<p>Ver resposta anterior.</p> <p>Em relação à sugestão de se recorrer a esquemas gráficos para clarificar as tarifas de acesso às redes a aplicar para cada solução de ligação dos vários sistemas, este documento</p>



5.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>ligação da IU, pelo que se considera importante que se defina também a situação em que a UPAC se encontra num nível de tensão a montante do nível de tensão de ligação da IU. Neste âmbito, e como complemento a este regulamento e às restantes peças legislativas, sugere-se que sejam estabelecidos diagramas dos sistemas, com as várias soluções de ligação, a identificar os vários níveis de tensão a montante e jusante dos referenciais de tensão, de modo a clarificar as tarifas de acesso às redes a aplicar para cada solução.»</p>	<p>apresenta, na secção 3.4.3, uma figura que sintetiza as tarifas aplicáveis quando há utilização da RESP entre as instalações participantes no autoconsumo. De notar ainda que na <a href="#">Diretiva n.º 1/2021</a>, de 8 de janeiro, as tabelas onde constam as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo para 2021 permitem fazer a correspondência entre os níveis de tensão de ligação da IU e da UPAC à RESP e os correspondentes preços.</p>
<p><b>AdE Porto e Lisboa E-Nova</b></p> <p>«Para a aferição da energia que transita na RESP, e sobre a qual terão de ser pagas as respetivas tarifas de acesso às redes, é indicado no documento articulado que “8 - Para efeitos da determinação da utilização da RESP pela energia autoconsumida em cada IU, convencionou-se que a origem da energia partilhada com a IU se distribui por cada UPAC em proporção da respetiva injeção na rede, em cada período de 15 minutos, considerando nesta imputação a extração de energia de sistemas de armazenamento, caso ocorra no mesmo período. “</p> <p>Da leitura da alínea explicativa não se consegue compreender de modo eficaz o cálculo previsto. Dando o exemplo de uma CER com várias UPACs instaladas em vários edifícios multifamiliares que dispõe de redes internas, como se procede ao respetivo cálculo.»</p>	<p>As tarifas de acesso às redes aplicam-se caso haja utilização da rede pública para veicular energia de autoconsumo.</p> <p>Para o exemplo, caso não haja RESP entre as IC e as IPr, então não se aplicam tarifas de acesso às redes ao autoconsumo.</p> <p>No entanto, na eventualidade de existir RESP entre algum combinação de uma IPr com uma IC, essa situação configura utilização da RESP, aplicando-se as correspondentes tarifas de acesso às redes ao autoconsumo dessa IC proveniente dessa IPr.</p>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«[n.º 3 do Artigo 41.º] Importa esclarecer o que se pretende “com o referencial da IU”, pois gera dúbias interpretações. É nosso entendimento que caso se queira referir que a tarifa de acesso a aplicar a essa energia é igual à da IU, salvaguardando a dedução dos CIEG, o referido ponto deveria ter a seguinte redação “As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, são as publicadas pela ERSE para o nível de tensão a que a IU se encontra ligada”.»</p>	<p>As tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, por definição, são aplicáveis ao autoconsumidor pela veiculação através da RESP do autoconsumo entre a UPAC até à sua IU, conforme o Decreto-Lei n.º 162/2019. Por esse motivo, são tarifas aplicáveis do lado do consumo e, por isso, determinadas no referencial da IU.</p> <p>A ERSE esclarece que as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP têm por base as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à IU, sendo-lhes deduzidas, total ou parcialmente, tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC e eventuais deduções de CIEG.</p>

<b>5.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«[Artigo 42.º] Caso o referido no ponto acima, não seja o pretendido regulamentarmente, importa esclarecer a metodologia a aplicar nas situações abaixo descritas, em que pode nunca acontecer a inversão física do fluxo de energia entre níveis de tensão e envolver mais do que um operador de redes:</p> <p>Uma iniciativa de partilha de energia (ACC ou CER), tem IU aderentes distribuídas por dois postos de transformação, mas a(s) UPAC(s) só estão ligadas a um dos PT's. Quais são as tarifas de acesso às redes a aplicar às IU que se encontram alimentadas pelo outro posto de transformação?</p> <p>Uma iniciativa de partilha de energia (ACC ou CER), tem IU aderentes distribuídas por dois postos de transformação, e as UPAC's também distribuídas pelos dois PT's. Quais são as tarifas de acesso às redes a aplicar às IU que se encontram alimentadas pelo posto de transformação cujo somatório das UPAC's não satisfaça as necessidades dessas instalações, e tenha de recorrer à produção das UPAC's ligadas ao outro PT?»</p>	<p>As tarifas de acesso às redes do autoconsumo utilizam como referências o nível de tensão de ligação à RESP da IU e da UPAC. Quando IU e UPAC se encontram no mesmo nível de tensão, são deduzidas as tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante.</p> <p>Neste momento, o RAC prevê que essa dedução seja total. De futuro, e beneficiando dos estudos de caracterização das situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão, a realizar pelos operadores de redes, essa dedução pode ser parcial, caso as situações de inversão venham a ter expressão.</p> <p>Em relação aos exemplos em concreto, a DGEG é a entidade com competência para determinar se as situações apresentadas podem ser abrangidas pelo regime do autoconsumo.</p>
<p><b>EDP Energias de Portugal</b></p> <p>«[Artigo 45.º] A EDP concorda com o disposto no artigo relativamente ao valor a pagar pela potência contratada do contrato de energia da UPAC que terá em conta a potência consumida e não a potência injetada. Nesse sentido, no caso de existir uma UPAC ligada diretamente numa IU e a necessidade de potência de injeção ser maior do que a necessidade de potência consumida, também deveria ser utilizada igual regra para a contrato de energia dessa IU.»</p>	<p>Conforme referido no documento justificativo, a regra proposta pela ERSE pretende responder a situações de exceção, em que não é possível parametrizar limites de potência distintos para os sentidos de consumo e de injeção da UPAC.</p>

5.5 PARTILHA DE ENERGIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>APREN</b></p> <p>« De acordo com o presente RAC e o DL n.º 162/2019, o excedente oriundo de uma UPAC, ACC ou CER é injetado “gratuitamente” na RESP, contudo, a APREN considera essencial que haja uma revisão deste enquadramento para garantir às IU pertencentes a uma ACC/CER, com excedente, que possam transitar esse excedente, às restantes IU pertencentes ao ACC/CER e apenas, caso não haja procura interna à ACC/CER, que a eletricidade seja encaminhada (injetada a custo zero) à RESP. »</p>	<p>A ERSE esclarece que o excedente oriundo de uma UPAC não tem de ser, nos termos do RAC e da legislação, injetado gratuitamente na RESP, podendo ser valorizado, nomeadamente, através da venda a agregador ou ao facilitador de mercado.</p> <p>Quanto à sugestão de fazer uma nova realocação do excedente pelos consumos remanescentes, entende-se que esse é um tipo de regra de partilha mais complexo que por agora se opta por não implementar.</p>
<p><b>APREN</b></p> <p>« Artigo 9.º Coeficientes de partilha da energia no autoconsumo coletivo Importa esclarecer se estes coeficientes só se aplicam às iniciativas de autoconsumo coletivo ou também se aplicam às CER em regime de partilha de energia produzida, o título leva-nos só para o autoconsumo coletivo».</p>	<p>Os coeficientes de partilha a que se refere o RAC dizem respeito apenas à partilha no âmbito do autoconsumo coletivo, sendo que o autoconsumo coletivo pode ser desenvolvido no âmbito de uma CER.</p>

5.6 PROJETOS-PILOTO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>Iberdrola</b></p> <p>«3. Neste sentido, e perante a falta de dinâmica actual do mercado na disponibilização de soluções de autoconsumo colectivo, é entendimento da IBERDROLA que a ERSE deveria criar condições para, primeiramente, em situações de autoconsumo individual com acesso à RESP, seja permitida a criação de projectos-piloto onde o autoconsumidor individual possa utilizar a energia produzida numa instalação que não esteja sujeita a uma proximidade restrita (exemplo: dentro do mesmo concelho ou distrito).»</p>	<p>A possibilidade de um autoconsumo individual utilizar a RESP fica prevista expressamente no regulamento aprovado, como regra assente.</p> <p>Quanto às condições de proximidade a observar aplicam-se os requisitos de licenciamento a definir pelas entidades competentes.</p>

<b>5.7 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«É nosso entendimento, que tal facto [responsabilidade da CER pelos desvios] obriga a CER a ter de celebrar um Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas com a REN, para inscrever uma unidade de produção e consequentemente constituir uma garantia junto do OMIP, ou então ter de celebrar contrato de serviços com entidade terceira que esteja “licenciada” para o efeito. Constituindo um requisito que não é colocado a um autoconsumo coletivo.</p> <p>Caso a nossa interpretação esteja errada, quanto à sua aplicação na partilha de energia por parte de uma CER, não é entendível a razão da sua inclusão no artigo, pois a alínea b) do ponto 7, do artigo 19.º, do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, já refere que “ As CER, quando forneçam energia ou serviços de agregação ou outros serviços energéticos comerciais, fiquem sujeitas às disposições aplicáveis a esse tipo de atividades”, a não ser, a de aplicar este requisito regulamentar à atividade de partilha de energia no seu seio.»</p>	<p>O entendimento da ERSE sobre o Decreto-Lei n.º 162/2019, e a sua tradução no regulamento do autoconsumo, remete para um tratamento igual dos autoconsumos coletivos e das CER quando promovem um autoconsumo coletivo. O art. 4.º (nº 2) do Decreto-Lei n.º 162/2019 refere que «O autoconsumidor individual ou coletivo é integralmente responsável pelos desvios que provocar no Sistema Elétrico Nacional [...]» Nesse sentido, o autoconsumidor liquida diretamente os seus desvios nas (hipotéticas) situações em que se constitua como Agente de Mercado ou delega essa obrigação no agregador de produção (desvios dos excedentes) ou no seu comercializador (desvios de consumo), quando não seja Agente de Mercado.</p>
<p><b>GALP</b></p> <p>«O documento justificativo refere que “as comunidades de energia renovável representam uma forma de organização de consumidores, produtores e outros agentes e não uma atividade em si mesma”.</p> <p>No entanto, no nº3 do artigo 7º, a referência ao armazenamento por parte das CER parece remeter para uma atividade ou modalidade diferenciada do autoconsumo coletivo (“no caso dos sistemas de armazenamento associados a autoconsumo coletivo ou a CER (...”).</p> <p>Sugerimos a revisão deste ponto.»</p>	<p>A ERSE sublinha o entendimento correto da proposta, explicado no documento justificativo. Quanto à expressão usada no articulado, remetendo para situações de “autoconsumo coletivo ou CER”, deve ser interpretada como mera enunciação dos dois tipos de organização para participar num autoconsumo.</p>
<p><b>Self Energy e Keme Energy</b></p> <p>«Muitas empresas terão vários CPEs, num mesmo espaço (ex: polo industrial) ou mesmo em vários locais num espaço curto de dista (ex: câmara municipal) e década ser permitido pelo novo Regulamento que possam usar os benefícios previstos no Diploma, não precisando de ter mais do que uma instituição. O CPE deverá ser o</p>	<p>A ERSE sublinha que o processo de licenciamento dos autoconsumos coletivos e das CER está na esfera de competência da DGEG e dos serviços regionais. Cabe a estas entidades a interpretação do regime legal para aplicação nesse contexto.</p>

5.7 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL	
Comentário	Observações da ERSE
elemento fundamental a avaliar, pelo que mais do que um CPE, mesmo sendo da mesma entidade jurídica poderá ser considerada uma CER, podendo ser gerida por uma EGAC e com investimento de terceiros.»	Para efeitos do regulamento do autoconsumo, os relacionamentos comerciais, a medição e disponibilização de dados ou as regras de partilha de energia dependem de facto da existência de várias instalações elétricas independentes participantes (ou CPE nas palavras do comentário). Neste contexto, a titularidade das instalações não é relevante.

5.8 OUTROS COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS	
Comentário	Observações da ERSE
<b>CEVE</b> «Com a introdução do balanço quarto-horário dos consumos e da injeção na rede, para os autoconsumos, os consumidores menos habilitados para as questões informáticas, terão dificuldades em acompanhar as leituras dos contadores, pois perdem o referencial “físico” das contagens, que tanta segurança lhes transmite. É nosso entendimento, que nas faturas que os consumidores recebem, deve ir a informação dos totalizadores do contador, para que estes possam fazer a sua aferição física.»	A informação que deve obrigatoriamente constar das faturas está definida em legislação e regulamentação específica. A ERSE entende que as obrigações atualmente vigentes são adequadas e devem aplicar-se de igual modo às faturas a clientes com autoconsumo, sem prejuízo de os comercializadores poderem encontrar mecanismos adequados de comunicação com os seus clientes no sentido de poderem esclarecer as suas dúvidas.
<b>REN</b> [no caso da troca de dados entre o ORD MT/AT e o ORT] «[...] o ORD deverá disponibilizar informação diariamente em relação ao dia de anteontem (D-2).»	Os prazos e frequência da troca de informação entre os operadores das redes devem seguir o disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e permitir a operacionalização dos procedimentos previstos nos regulamentos. Considera-se que o nível de detalhe proposto no comentário não é adequado ao objetivo concreto, podendo ser objeto de clarificação no contexto da demais regulamentação.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

