

REFORMULAÇÃO DO REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

CONSULTA PÚBLICA N.º 93

Os contributos que se expõem no presente documento versam sobre questões simples decorrentes da análise efetuada pela ACEMEL e pelos seus Associados ao documento proposto pela ERSE relativamente à reformulação do regulamento do autoconsumo de energia elétrica (consulta pública n.º 93).

A. COMENTÁRIOS GERAIS

1. O DL sobre o autoconsumo deve permitir que as instalações de consumo possam instalar uma potência de ligação (no caso da tecnologia solar, a potência nominal dos inversores) equivalente à potência instalada (no caso de instalações em MT, total da potência dos transformadores);
2. A limitação de injeção na RESP, por parte das UPAC, não deve ser considerada, já que estas estão geralmente associadas a instalações com um perfil de consumo sobre o qual a geração de energia excedente não pode, muitas vezes, ser evitada (e.g. unidades industriais e de serviços com paragem ao fim-de-semana): do ponto de vista da Gestão Global do Sistema, o que faz sentido, é que o deslastre de produção, para garantir a segurança da RESP, se faça nos centros electroprodutores com potências acima dos 10 MW, em vez de se estar a limitar a injeção de muitos pequenos excedentes, na rede, oriundo das UPAC;
3. A limitação geográfica (RESP) para a implementação das CER deve ser clarificada: se o limite pretendido é a subestação que alimenta as respetivas IU que constituem a CER, então isso deve estar claro na legislação aplicável;
4. Deve ser possível aumentar a potência de uma UPAC, já em operação, desde que até ao limite da potência instalada na IU;
5. O acesso aos dados do contador de consumo (propriedade do ORD), e que contabiliza o excedente para a rede (bidirecionalidade), deve ser facultado ao “Prosumer”, e ao Agente (comercializador) que lhe compra os excedentes, em períodos quarti-horários, como acontece nas componentes de consumo;
6. A disponibilização dos dados do excedente de energia injetada na rede pela UPAC deve ser feita com um desfasamento temporal de no máximo dois dias, face ao período reportado;
7. A contratualização da venda dos excedentes, deve ser mais flexível: deveria ser criado um portal de *switching* (tipo OLMC) para a mudança de comercializador de compra de excedentes, à semelhança do que acontece com a compra de energia nas IU;
8. 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 (sempre que o cliente comunique esta a sua intenção);

9. O contrato com o Gestor Global do Sistema (GGs: REN), e a contabilização dos desvios entre as unidades programadas e entrega física, devem ser considerados de forma consolidada (e.g. por carteira), à semelhança do que acontece, no consumo, de forma agregada: atualmente a REN faz um contrato de UGS, por cada CPE de produção (incluindo os CPEs de excedentes de UPAC) e a contabilização dos desvios é realizada individualmente CPE a CPE, dificultando a gestão agregada do comercializador;
10. Não faz sentido a exigência de uma procuração de representação do cliente do comercializador/agregador, para este por sua vez realizar contrato com o GGS: o que deve estar claro na legislação é o mesmo tratamento na representação da produção pelos comercializadores que já é dado à sua carteira de consumo, ou seja, um contrato de UGS, para representar a sua carteira de consumo;
11. 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;
12. No que diz respeito a inspeções às UPAC, não obstante o reforço de quadros já anunciado para a DGEG, entendemos que estes devem estar orientados, para a supervisão e não tanto para a execução de inspeções (UPAC) nas IU ligadas em MT e AT: estas inspeções, que entendemos serem bem-vindas, devem ser promovidas pelas entidades instaladoras, recorrendo as EIIEI - Entidades Inspetoras de Instalações Elétricas, tal como já acontece com as IU ligadas em Baixa Tensão;
13. Existe alguma indefinição no significado de pessoa jurídica, nomeadamente as de autoconsumidor, autoconsumidor coletivo, membro de uma CER, ainda, instalações (IU, UPAC, UA) e pontos de entrega ou de fronteira (CPE de consumo e CPE de produção), pelo que seria importante definir claramente cada uma destas figuras, bem como a dependência entre elas, de forma a usá-las adequadamente ao longo do texto do regulamento mitigando equívocos de interpretação;
14. Certas partes do regulamento requerem uma especificação algorítmica e matemática mais detalhada. Nos artigos relacionados com a partilha e com a tarifa, a descrição resulta ser insuficiente e vaga, podendo vir a ser implementados de formas diferentes das interpretadas. Esta ambiguidade é problemática para o autoconsumidor que pretende planear e quantificar custos e proveitos dos sistemas de autoconsumo. O detalhe matemático e algorítmico do regulamento evitará desvios e erros de implementação ao ORD (Operador da Rede de Distribuição), que na falta de especificação técnica mais detalhada, implementará da forma que entender ser mais conveniente para os seus interesses, que não serão certamente os interesses do consumidor.
15. O regulamento deverá garantir com clareza e segurança a implementação dos sistemas, tais como o cumprimento de prazos ou a garantia da disponibilidade de sistemas e recursos.

Muitos destes aspetos não são devidamente acautelados ao longo do regulamento, ficando em muitos casos a ideia de que as regras são recomendações cuja implementação dependerá da disposição e disponibilidade dos agentes que deveriam ser obrigados à sua implementação.

Muitos dos artigos devem ser revistos, acautelando sempre a proteção do autoconsumidor relativamente a incumprimentos ou atrasos dos diversos agentes envolvidos.

De forma geral, recomenda-se a imposição no texto de algumas medidas de mitigação deste problema, medidas que podem ser de dois tipos. Deverá impor-se prazos de resposta com penalizações associadas de forma que os agentes do estado ou concessionárias tenham uma motivação efetiva para não atrasar, bloquear ou inviabilizar o processo. Alternativamente, de forma a dar segurança de implementação ao autoconsumidores, deverá identificar-se a alternativa metodológica a seguir em caso de falta de resposta, falta de sistema ou atraso de implementação.

B. QUESTÕES, COMENTÁRIOS, DÚVIDAS E SUGESTÕES ESPECÍFICAS

1. Siglas e definições – Artigo 3.º

Recomenda-se a inclusão das seguintes siglas no n.º 1 do artigo 3.º:

- UA – Unidade de Armazenamento;
- CPE – Código de Ponto de Entrega;
- CPEc – CPE de consumo;
- CPEp – CPE de produção;
- ACC – Autoconsumo Coletivo.

Comenta-se igualmente as seguintes definições constantes no n.º 2 do artigo 3.º:

- Alínea c) do n.º 2 do artigo 3.º, onde se refere que **“Armazenamento de energia – o diferimento da utilização final de eletricidade produzida por uma ou mais UPAC, para um momento posterior ao da sua produção, com recurso a uma unidade de armazenamento registada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro”;**

As UA não vão exclusivamente armazenar eletricidade da UPAC, como resulta evidente do procedimento de partilha descrito no regulamento, podendo armazenar energia originária da RESP. Sugere-se que se corrija para **“...utilização final da eletricidade produzida prioritariamente por uma ou mais UPAC.”**.

- Alínea d) do n.º 2 do artigo 3.º, onde se refere que **“Autoconsumidor – aquele que se dedica ao autoconsumo de energia renovável”;**

Surgem dúvidas se um Autoconsumidor é uma “pessoa”, se é uma IU ou se é um CPE. Tecnicamente, no portal da DGEG, parece que um Autoconsumidor é uma IU identificado pelo CPE. Como uma “pessoa” pode ser responsável por várias IU ou UPAC, que por sua vez podem ter CPE de consumo ou de produção, a interpretação fica ambígua. Para evitar esta ambiguidade sugere-se que se defina Autoconsumidor como: **“pessoa individual ou coletiva que se dedica ao autoconsumo de energia renovável, sendo responsável por uma ou várias IU, UA ou UPAC com, CPE de consumo e/ou de produção associados.”**

- Alínea dd) do n.º 2 do artigo 3.º, onde se refere que ***“IU – Instalação de utilização”***;

Na definição de Instalação de Utilização seria conveniente especificar ***“IU – Instalação de Utilização, caracterizada obrigatoriamente por um CPE de consumo, com a possibilidade de ter um CPE de produção quando prevista a possibilidade injeção na rede”***.

Note-se que uma IU poderá ter já integrada uma UPAC, cujo excedente se pretende partilhar com a comunidade. Também poderá haver situações em que está integrado na IU sistema de armazenamento do qual se poderá extrair energia para a comunidade.

- Alínea kk) do n.º 2 do artigo 3.º, onde se refere que ***“UPAC - Unidade de produção para autoconsumo”***;

Da mesma forma, na definição de UPAC, deveria especificar ***“UPAC – Instalação de produção para autoconsumo, caracterizada obrigatoriamente por um CPE de produção, com a possibilidade de ter um CPE de consumo quando previstos consumos internos”***.

Deveria existir também uma definição para unidade de armazenamento ***“UA – Unidade de armazenamento, caracterizada obrigatoriamente por um CPE de produção e um CPE de consumo”***. Note-se que uma UA funciona simultaneamente como IU e como UPAC.

CPE – Código de Ponto de Entrega (CPE) identifica a instalação de eletricidade, poderá ser um **CPE de consumo** quando a contagem do fluxo de energia é no sentido da RESP para a instalação ou, poderá ser um **CPE de produção** quando a contagem do fluxo de energia é no sentido da instalação para a RESP. A uma unidade de contagem bidirecional podem estar associados dois CPE: um de consumo e outro de produção.

2. Armazenamento de energia – Artigo 7.º

- N.º 1 do artigo 7.º, onde se refere que ***“Os sistemas de armazenamento, quando instalados de modo autónomo de uma IU ou de uma UPAC, são, salvo expressamente disposto em contrário, equiparados a UPAC para efeitos das disposições constantes no presente Regulamento.”***

Esta equiparação não é a mais conveniente. Na verdade, um sistema de armazenamento é equiparável a uma IU com possibilidade de injeção na RESP. Ou seja, um sistema de armazenamento é equiparável a uma IU com contador bidirecional, ao qual está associado um CPE de consumo, que mede a energia de carga e, um CPE de produção que mede a energia de extração.

Note-se que uma UA autónoma é, em modo de fluxos de energia, semelhante a uma IU com UPAC integrada, ligada à RESP através de um contador bidirecional.

- N.º 3 do artigo 7.º, onde se refere que ***“No caso dos sistemas de armazenamento associados a autoconsumo coletivo ou a CER, em cada período de 15 minutos, a energia produzida na UPAC será prioritariamente atribuída às injeções nos armazenamentos.”***

Este conceito de “atribuição prioritária” é muito interessante, não só para os sistemas de armazenamento, mas também para definir grupos de IU prioritárias a associar a UPAC. Voltaremos a este assunto na secção de discussão do procedimento de partilha.

A energia deve ser partilhada prioritariamente nos consumos do armazenamento. Se suprir todo o consumo do armazenamento, o restante passa a ser distribuído no consumo das IU. Caso a energia autoproduzida mais a extraída não seja suficiente para consumo do armazenamento então a partilha no armazenamento será feita com base nos coeficientes ou com base na proporção do consumo, sendo complementada pela energia da RESP.

A ideia da partilha prioritária é boa, no entanto, não é consensual que qualquer CPE de consumo de uma UA deva ter prioridade sobre qualquer outro CPE de consumo.

Por exemplo, para a partilha da energia de uma UPAC integrada numa determinada rede interna, os CPE de consumo dessa rede interna deverão ter prioridade relativamente a um CPE de consumo de uma UA que se encontre fora dessa rede interna.

Assim, sugere-se que o conceito de afetação prioritária entre um CPE de produção e um CPE de consumo seja deixado ao critério da EGAC.

2.1. Sugestão de inclusão – n.º 1 do artigo 7.º

Seria conveniente incluir um artigo para definir que tipologias de armazenamento será possível instalar, essa informação pode ser integrada no n.º 1.

Por exemplo poderão existir 3 tipos de tipologias:

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.
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.
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.

2.2. Sugestões e pontos operacionais do cenário atual legal – Artigo 7.º

Além dos cenários acima identificados das possíveis tipologias de armazenamento, 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:

- 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);

- 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);
- 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.

Do ponto de vista de um Agregador deve ser criado um mecanismo de diferenciação de registo para as UPAC que contém armazenamento na medida que o Agregador possa estar ciente de que energia excedente pode ser injetada em períodos fora dos horários comuns de produção. Por exemplo, uma UPAC de origem fotovoltaica com a inclusão de armazenamento pode ter energia excedente em períodos noturnos. A injeção do agregado da energia armazenada pode ter impacto nos seus desvios, uso de redes, etc.

2.3. Questões levantadas – Artigo 7.º

Com a integração de unidades de armazenamento e dado que a unidade pode estar conectada diretamente à RESP, onde será atribuído um CPE de consumo e consequente contrato de fornecimento, existem diversas questões que merecem ser esclarecidas:

- 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?
- 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?
- No Portal de registo de Produção da DGEG vai existir um campo para o armazenamento? Já está preparado? Como distinguir no Portal unidades de armazenamento instaladas nas IU ou de uma UPAC, das unidades de armazenamento de carregadores bidirecionais de veículos elétricos?

3. Pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos – Artigo 8.º

- 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.”***

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.

4. Comentário Geral – artigo n.º 9

O algoritmo e formulação matemática não estão suficientemente claros no regulamento. As opções de partilha podem ser melhor exploradas, sem prejuízo do consagrado no DL 162/2019. A formulação deveria priorizar melhor a utilização local da autoprodução e minimizar excedentes. Deverá pagar-se o uso de rede apenas quando ela é efetivamente usada, o que não acontece com o modelo proposto neste regulamento. É criado no modelo do regulamento uma complexidade e exceção desnecessária no tratamento de armazenamento. A transação entre níveis de tensão não é tarifada de forma equitativa.

Para simplificação do modelo sugere-se uma revisão profunda da abordagem de partilha. Sugere-se que essa revisão seja baseada nos seguintes princípios:

1. A partilha deve ser feita com a mesma formulação matemática, entre qualquer CPE de produção (CPEp) e qualquer CPE de consumo (CPEc). Os três tipos de instalação IU, UPAC e UA, devem ser interpretados pelo algoritmo de partilha como segue nos 3 pontos seguintes.
2. Uma IU tem associado ao contador bidirecional, obrigatoriamente um CPEc podendo ter um CPEp se integrar uma UPAC ou uma UA.
3. Uma UPAC autónoma tem associado ao seu contador bidirecional, obrigatoriamente um CPEp podendo ter um CPEc se integrar uma UA ou consumos internos.
4. Uma UA autónoma tem associado ao seu contador bidirecional, obrigatoriamente um CPEp e um CPEc.
5. O algoritmo de partilha deve realizar a partilha entre todas as combinações de pares CPEp/CPEc. Só desta forma será feita uma correta afetação de energia e custos às transações entre pares.
6. Os custos de tarifação de redes devem estar associados aos níveis de tensão das redes usadas na transação entre pares CPEp/CPEc, e não associado ao tarifário do consumidor.
7. O excedente da partilha resultante da transação entre pares CPEp/CPEc deve ser afetado ao CPEp e não ao CPEc.
8. O algoritmo de partilha deverá seguir uma sequência ordenada de prioridade associada à lista de CPEp. Esta ordem de prioridades deve ser definida pela EGAC, de acordo com o seu regulamento interno. Os CPEp com maior prioridade terão prioridade no escoamento da sua energia nos CPEc. Os CPEp com igual prioridade partilham energia e excedentes de forma proporcional. Os CPEp com menor prioridade terão uma maior probabilidade de ter excedente associado.
9. O algoritmo de partilha deverá permitir a associação de um conjunto de CPEc prioritários a cada CPEp. Na sequência do algoritmo cada CPEp escolhe prioritariamente a sua energia nos correspondentes CPEc prioritários. Deverá ser a EGAC a definir os CPEc prioritários associados a cada CPEp, através do portal, segundo o definido no regulamento interno. Esta possibilidade força a partilha a nível local e em redes internas, otimizando os benefícios da comunidade e evitando o indevido pagamento de transações fisicamente inexistentes.
10. O processo de partilha deve ter a mesma base algorítmica independentemente do modo de partilha (coeficientes, consumo ou híbrido). O modo de partilha difere apenas na fórmula de cálculo usada como chave de partilha, não deve ser uma condicionante para a sequência algorítmica.

Com uma implementação deste tipo, será possível mais tarde incluir ou atualizar novos modos de partilha, alterando apenas a chave de partilha, sem uma complexa alteração do algoritmo por parte do ORD.

11. O algoritmo e a chave de partilha deve ser generalizada e estar preparada para ser aplicada uma conciliação em períodos temporais diferentes do quarto-horário. Por exemplo, o algoritmo deverá ser aplicável, sem alteração, a um modelo de conciliação mensal com diferentes períodos horários. Com um algoritmo de partilha deste tipo o ORD poderá correr a partilha mesmo quando tenha falhas de informação.
12. O processamento da chave de partilha pelo ORD deve ter especificados mecanismos de normalização ou estimativa, clarificando o tratamento de exceções, para os casos de erros ou falhas de informação que se antecipe que possam vir a ocorrer.

5. Coeficientes de partilha de energia no autoconsumo coletivo – Artigo 9.º

- N.º 1 do artigo 9.º, onde se refere que, ***“A EGAC deve comunicar ao ORD, através do Portal do Autoconsumo e das CER, os coeficientes de partilha aplicáveis à repartição da produção da UPAC por cada IU integrada no autoconsumo coletivo.”***

Bem mais que os coeficientes, o portal deve estar preparado para que seja comunicada a seguinte informação:

1. Escolher qual o modo de partilha, que poderá ser por exemplo:
 - a. partilha baseada em coeficientes;
 - b. partilha baseada em consumos;
 - c. partilha híbrida, baseada em coeficientes e consumos.
2. No caso de partilha baseada em coeficientes ou híbrida, deve apresentar os coeficientes associados a cada CPE de consumo.
3. No caso de partilha baseada em consumos, não necessita apresentar coeficientes.
4. Listar os CPE de produção pela ordem de prioridade da partilha.

Poderá ser importante para o algoritmo de partilha prioritária, a energia produzida pelos primeiros será partilhada primeiro e os últimos em último (*sugestão de algoritmo de partilha apresentado no final deste documento*).

5. Associar a cada CPE de produção uma possível lista de CPE de consumo prioritários.

Por exemplo, CPE de consumo na mesma rede interna que UPAC, ou CPE de consumo associados a UA que se pretendam carregar prioritariamente com um CPE de produção específico (*sugestão de algoritmo de partilha apresentado no final deste documento*).

Objetivamente, a partilha por coeficientes, que é dada em primazia no atual DL para o modelo de partilha, não é o modelo que permite um maior aproveitamento da energia produzida localmente (CER ou AC), mas sim a partilha baseada em consumos ou híbrida.

Além disso, é indicado nesta consulta pública que a partilha baseada em consumos pode existir por omissão ou lacunas na atribuição dos coeficientes.

Ou seja, se o sistema permite, então esta possibilidade não deve ser encarada com uma solução de recurso, mas sim como uma solução a ter em consideração, à partida, pelos promotores (assim como o modelo híbrido).

- N.º 2 do artigo 9.º, onde se refere que, ***“Se o autoconsumo coletivo incluir mais de uma UPAC, os coeficientes referidos no número anterior aplicam-se à soma da produção das UPAC.”***

Este é um ponto crítico que criará desnecessariamente tarifação injusta do uso das redes. Se a partilha for feita sobre o agregado de produção das UPAC, deixa de ser possível fazer uma afetação entre pares CPE de produção e CPE de consumo, limitando soluções de partilha prioritária como se sugere nestes comentários.

- N.º 3 do artigo 9.º, onde se refere que, ***“Se o autoconsumo incluir sistema de armazenamento com ligação autónoma, os coeficientes referidos nos números anteriores aplicam-se à produção das UPAC afetadas pelo saldo quarto-horário, positivo ou negativo, apurado no ponto de ligação à rede dos sistemas de armazenamento.”***

É criada alguma confusão com a terminologia. Como se referiu anteriormente, deveriam ser usados os termos CPE de consumo e CPE de produção. Ambos os tipos de CPE podem existir em IU, UA ou UPAC. Numa IU existe obrigatoriamente um CPE de consumo, mas existe também a possibilidade de ter um CPE de produção (caso tenha uma UPAC integrada ou uma UA integrada). Uma UPAC, tem obrigatoriamente um CPE de produção, mas poderá ter um CPE de consumo se tiver consumos internos ou uma UA integrada. Já uma UA autónoma terá que ter obrigatoriamente um CPE de produção e um CPE de consumo.

Assim, o n.º 3 do artigo 9.º será desnecessário, pois resumir-se-ia ao óbvio: ***“a energia de um CPE de produção de uma UA é partilhada segundo a chave de partilha aplicada a qualquer outro tipo de CPE de produção. A chave de repartição é aplicada a um CPE de consumo de uma UA da mesma forma que qualquer outro CPE de consumo”***.

- N.º 4 do artigo 9.º, onde se refere que, ***“Os coeficientes de partilha podem ter discriminação temporal, para cada período de 15 minutos, desde que o Portal do Autoconsumo e das CER o permita.”***

A discriminação ideal seria uma discriminação dinâmica de coeficientes, com possibilidade de alteração diária. No entanto, tendo em conta que a legislação obriga a fixar os coeficientes 12 meses, esta solução proposta já permitirá uma flexibilidade de gestão interessante.

No entanto, sendo uma discriminação estática, seria interessante ter a possibilidade de discriminar valores diferentes para dias da semana, sábados e domingos. Também seria interessante uma discriminação diferente para diferentes meses. O artigo deveria especificar que tipos de discriminação temporal se deverão implementar no portal.

- N.º 6 do artigo 9.º, onde se refere que, **“A EGAC deve comunicar qualquer alteração dos coeficientes de partilha, pelos mesmos meios referidos no n.º 1 -, designadamente perante novas adesões ou saídas de IU do autoconsumo coletivo.”**

Sempre que há um incumprimento, a EGAC terá que recalcular e reintroduzir todos os coeficientes. Antevendo a elevada frequência de alterações, surgem várias dúvidas:

1. A comunicação dos coeficientes, através do portal, será direta entre EGAC e ORD, ou terá alguma supervisão da DGEG?
 2. A alteração dos coeficientes obriga a uma alteração do regulamento interno pela EGAC?
 3. A alteração dos coeficientes obriga a uma alteração nos membros da CER?
 4. Quanto tempo demorará o ORD a assumir os novos coeficientes? Deveria fixar-se um tempo máximo a que o ORD é obrigado a responder (e.g. 7 dias).
 5. Existe alguma limitação para a frequência com que se podem realizar alterações?
- N.º 7 do artigo 9.º, onde se refere que, **“Na falta de coeficientes de partilha válidos, por omissão de comunicação da EGAC ou por erro interno aos coeficientes comunicados, o ORD informa a EGAC desse facto e, até que receba da EGAC coeficientes de partilha válidos, procede à repartição da produção do autoconsumo coletivo, por cada IU, em proporção do consumo medido em cada IU, em cada período de 15 minutos.”**

O que se entende por **“erro interno dos coeficientes comunicados”**? Imagina-se que os coeficientes sejam valores percentuais de 0% a 100%, em que a soma dos coeficientes de todos os membros seja 100%. Antecipa-se os seguintes possíveis erros nos coeficientes comunicados:

1. Um dos membros não tem valor atribuído. Neste caso a ORD poderia simplesmente assumir 0% para esse membro, mas deve comunicar um alerta à EGAC.
2. Um dos membros tem atribuído mais de 100%. Neste caso será claramente um erro, o ORD deverá informar e partilhar com base no consumo.
3. O somatório dos coeficientes deve somar 100%? Fica a dúvida sobre qual o critério de arredondamento a usar. Sugere-se que o critério de arredondamento seja 0.00(1)%.
4. O ORD poderá, sempre que detetado um erro, fazer uma normalização dos coeficientes fornecidos, de forma que resulte uma soma de 100%.

Não é adequado o ORD assumir uma partilha baseada em consumo sem que seja autorizado para isso pela EGAC. Poderá levar a situações muito complicadas em casos de EGACs simplificadas sem capacidade de fazer as partilhas e ajuste de valor resultante de uma repartição por consumo.

Será mais adequado fazer uma correção automática por normalização dos coeficientes por parte do ORD. Entenda-se por normalização, a divisão de cada coeficiente pela soma de todos os coeficientes, de forma a garantir que a soma de todos os coeficientes resultantes seja unitária.

É importante que a EGAC tenha a possibilidade de optar entre modos de partilha, escolhendo entre “modo de partilha por coeficientes” ou “modo de partilha por consumo” ou “modo de partilha híbrido”, como referido em comentários anteriores.

- N.º 8 do artigo 9.º, onde se refere que, ***“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.”***

Deste n.º 8 deduz-se que, para efeitos de tarifa de acesso à rede, será calculada com base na energia veiculada e partilhada entre todas as combinações de pares CPE de consumo e CPE de produção, o que é um procedimento adequado e correto que permite a dupla afetação dos custos às IU e UPAC.

Note-se que, dependendo do modelo de CER, é possível que surjam casos em que as UPAC pertencem a diferentes entidades, sendo-lhe atribuídos pela EGAC afetação de custos de rede diferentes.

No entanto, existindo esta possibilidade de especificação de fluxos de energia entre todos os pares CPE de consumo e CPE de produção, não se entende porque não usar o mesmo processo na partilha, em vez de somar a energia de todas as UPAC como referido no n.º 2 artigo 9.º.

Com um procedimento de partilha baseado em pares seria possível definir níveis de prioridade de partilha, resolvendo as situações comentadas no n.º 2 artigo 9.º.

- N.º 9 do artigo 9.º, onde se refere 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.”***

Do texto do artigo entende-se que a energia extraída do armazenamento (injetada na RESP) é considerada energia injetada a ser atribuída às UPAC, como se de uma IU de consumo se tratasse.

É adequado imputar o excedente da CER a cada UPAC em proporção das correspondentes produções. No entanto, sendo a extração do armazenamento equiparável a uma UPAC, não é adequado imputar essa proporção injetada às UPAC. Pelo contrário, o excedente total das IU das CER deve também ser imputado ao armazenamento quando em extração, na proporção da energia que injeta na RESP, de forma equiparável às UPAC.

O Artigo ficaria muito mais claro se usados os conceitos de CPE de produção e CPE de consumo.

Assim, quando alocado excedente a qualquer CPE de consumo, esse excedente deverá ser imputado de forma proporcional a qualquer CPE de produção, independentemente de os CPE de produção estarem numa UA, UPAC ou mesmo numa IU.

5.1. Comentário geral sobre mecanismo de partilha – Artigo 9.º

Apresenta-se a seguir um conjunto de elementos e comentários, com uma abordagem algo diferente da do presente regulamento.

5.2. Definição de partilha – disposição em falta no artigo 9.º

Deveria existir um ponto inicial para definir claramente em que consiste o conceito de partilha de energia:

1. A partilha de energia consiste num procedimento de alocação virtual da energia, produzida em cada CPE de produção, pelos diversos CPE de consumo.
 - a. **COMENTÁRIO:** note-se que tanto os CPE de consumo como os CPE de produção podem estar localizados em IU, UA ou UPAC. Razão pela qual se deverá designar, para fontes ou sumidouros de energia, CPE de consumo e CPE de produção em vez de IU, UA ou UPAC.
2. A quantificação da partilha é particionada em cada 15 min.
 - a. **COMENTÁRIO:** O DL 162/2019 assim obriga, mas um particionamento em períodos de horário mais largos seria bastante mais simples e barato de implementar, mais eficaz no controlo, mais vantajoso para os autoconsumidores e viabilizaria uma maior integração de renováveis no consumo. É um tema a discutir no âmbito de alterações ao DL 162/2019.
3. O procedimento de partilha é realizado com base num algoritmo de partilha, podendo ter 3 modalidades designadas por “modos de partilha”.
 - a. **COMENTÁRIO:** o DL 162/2019 refere a possibilidade de dois modos de partilha, que são: o modo de partilha por coeficientes e o modo de partilha com base no consumo. A combinação de ambos os modos possibilita um modo de generalização que se pode designar por modo híbrido, que combina vantagens de ambos.
4. Cada modo de partilha é caracterizado por uma chave de partilha que parametriza a quantificação da partilha a aplicar no correspondente algoritmo. A chave de partilha são os parâmetros (coeficientes) definidos pela EGAC ou o pelo ORD.
5. O algoritmo de partilha é aplicado, numa sequência de prioridades, entre cada par CPE de produção e cada CPE de consumo.
 - a. **COMENTÁRIO:** a formulação algorítmica baseada em partilha entre pares, CPE de produção e CPE de consumo, seria importante, tanto para a priorização da partilha como para a correta afetação dos custos de uso da RESP. Notar que no regulamento em discussão a partilha não é feita entre pares, é feita com base no agregado da energia dos CPE de produção, implicando algumas limitações no procedimento.
6. O algoritmo de partilha segue uma sequência de prioridades de partilha, entre os pares CPE de produção e CPE de consumo.
 - a. **COMENTÁRIO:** poderá existir uma sequência de prioridades para os CPE de produção, devendo caber à EGEAC a definição dessas prioridades. Esta sequência tem implicações na afetação dos excedentes aos diferentes CPE de produção.
 - b. **COMENTÁRIO:** para cada CPE de produção poderá existir uma lista de CPE de consumo prioritários. Por sua vez, os CPE de consumo associados a UA terão prioridade sobre os restantes CPE de consumo. Esta lista de prioridades tem implicações na eficiente partilha local da energia e na justa afetação dos custos de utilização das redes (internas ou RESP).

5.3. Modo de partilha – disposição em falta no artigo 9.º

Deverá existir um ponto inicial que defina os modos de partilha possíveis e correspondentes procedimentos.

Descrevem-se em seguida os três modos de partilha possíveis e o conceito de prioridade de partilha.

5.4. Modo de partilha com base em coeficientes – disposição em falta no artigo 9.º

1. o valor de produção associado a um CPE de produção é partilhado por um conjunto de CPE de consumo, segundo uma fração normalizada dos coeficientes originais associados a esse conjunto de CPE de consumo.
2. Quando na iteração de partilha da energia de um determinado CPE de produção, a energia partilhada num determinado CPE de consumo exceda o consumo desse CPE de consumo, o excedente ficará associado ao CPE de produção em análise.
3. A EGAC deve definir os coeficientes de partilha originais associados a cada CPE de consumo, incluindo os CPE de consumo associados a uma UA ou numa UPAC.
4. Entende-se por normalização dos coeficientes o cálculo da fração de coeficientes, para um conjunto ou subconjunto de CPE de consumo, de forma que a soma das frações seja unitária e mantenha a mesma proporção relativa, no subconjunto de CPE de consumo a normalizar.
5. Caso a soma dos coeficientes não seja unitária, num conjunto ou subconjunto em análise, o ORD procede à normalização com base nos coeficientes originais fornecidos pela EGAC.
6. Caso a normalização resulte numa chave nula, toda a energia do CPE de produção é considerada como excedente.

5.5. Modo de partilha com base em consumos – disposição em falta no artigo 9.º

1. O valor de produção associado a um CPE de produção é partilhado por um conjunto de CPE de consumo, segundo uma fração normalizada para esse conjunto de CPE de consumo; as frações são calculados com base na proporção de consumo líquidos que ainda falta suprir.
2. Caso a energia partilhada por um determinado CPE de produção num determinado CPE de consumo exceda o consumo desse CPE de consumo, o excedente ficará associado a esse CPE de produção, para partilha na iteração seguinte.
3. O ORD calcula em cada período de 15min e, para cada iteração de partilha, a fração de consumo líquido que falta suprir em cada CPE de consumo, sendo essa fração a chave de partilha usada para calcular a energia partilhada em cada CPE de consumo.
4. Caso exista indisponibilidade de informação sobre o consumo, por falha de contagem ou indisponibilidade de contador inteligente, o ORD procede à estimativa do consumo quarto-horário.

5.6. Modo de partilha híbrido, com base em consumos e em coeficientes – disposição em falta no artigo 9.º

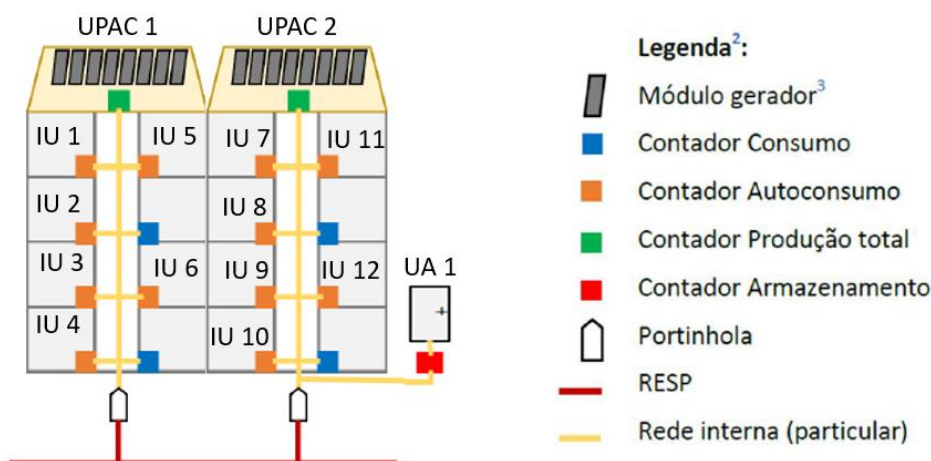
1. O valor de produção associado a um CPE de produção é partilhado por um conjunto de CPE de consumo, segundo uma fração normalizada do produto entre os coeficientes originais associados a esse conjunto de CPE de consumo pelo consumo líquido que ainda falta suprir nesses CPE de consumo.

2. Quando na iteração de partilha da energia de um determinado CPE de produção, a energia partilhada num determinado CPE de consumo exceda o consumo desse CPE de consumo, o excedente ficará associado ao CPE de produção em análise.
3. A EGAC deve definir os coeficientes de partilha originais associados a cada CPE de consumo, incluindo nos CPE de consumo associados a uma UA ou numa UPAC.
4. O ORD calcula em cada período de 15min e, para cada iteração de partilha, a fração de consumo líquido que falta suprir em cada CPE de consumo, sendo essa fração, em conjunto com os coeficientes, usada para calcular a chave de partilha a aplicar em cada CPE de consumo.
5. Caso exista indisponibilidade de informação sobre o consumo, por falha de contagem ou indisponibilidade de contador inteligente, o ORD procede à estimativa do consumo quarto-horário.
6. O ORD procede à normalização da chave de partilha de forma que a soma seja unitária para o conjunto dos CPE de consumo em análise.
7. Caso a normalização resulte numa chave nula, toda a energia do CPE de produção é considerada como excedente.

5.7. Prioridade de partilha – disposição em falta no artigo 9.º

Para mostrar a importância e potencial da possibilidade de definição de grupos de prioridade consideremos os seguintes casos:

- Suponha-se o caso da seguinte imagem, em que se representa uma CER constituída por dois blocos, cada bloco com 6 IU e uma UPAC, em que o segundo bloco tem adicionalmente um armazenamento.



Grupo prioritário 1: (UPAC 1, IU1, IU2, IU3, IU4, IU5, IU6)

Grupo prioritário 2: (UPAC 2, IU7, IU8, IU9, IU10, IU11, IU12, UA1)

- Assuma-se que num determinado período de 15 min o consumo de cada IU é 1kWh e a produção das UPAC é de 6kWh cada.
- Assuma-se também que todas as IU têm igual coeficiente de partilha.

- Nesta situação, não existe trânsito real na RESP, a UPAC de cada bloco alimenta as IU do próprio bloco sem recurso à RESP.

Segundo a atual proposta de regulamento, as produções de ambas as UPAC são somadas e partilhadas por todas as IU, o que implica que cada IU recebe metade da energia da UPAC 1 e outra metade da UPAC 2.

Deste modelo de partilha resulta que 50% da energia se considera a circular na RESP e pagará a correspondente tarifa de uso da RESP.

Se fosse possível definir grupos de prioridade de partilhas, a UPAC1 partilharia a sua energia prioritariamente nas IU do bloco 1 e a UPAC2 partilharia prioritariamente a sua energia na UPAC2.

Desta forma a EGAC poderia otimizar o uso das redes internas, e do próprio conceito de proximidade, evitando custos desnecessários e injustificados.

No caso de o armazenamento UA1 estar em modo de consumo, interessa que lhe seja partilhada a energia da UPAC2, para usar a rede interna do edifício sem recorrer à RESP.

Também quando está a descarregar, interessa que a sua energia seja partilhada prioritariamente nas IU do bloco 2, evitando-se a partilha da energia para as instalações do bloco 1.

Portanto, também deverá ser considerada a possibilidade de associar as unidades de armazenamento aos grupos de repartição prioritária.

A implementação deste mecanismo de especificação de prioridades pela EGAC é fácil de implementar no portal.

Também não acresce complexidade ao modelo de partilha do ORD, já que está prevista uma afetação de pares UPAC/IU (ponto 8 do artigo 9) e está prevista o mecanismo de partilha prioritária para os armazenamentos (ponto 3 do artigo 9).

Assim, sugere-se a inclusão de um ponto em se permita, para cada UPAC, a possibilidade de selecionar um conjunto de IU prioritárias.

A energia dessa UPAC deverá ser partilhada prioritariamente pelas IU prioritárias afetas à UPAC e só o excedente deve ser partilhado nas restantes instalações prioritárias.

Cada IU só deve ser prioritária para uma UPAC, para evitar dificuldades de sequência da partilha.

A EGAC, através do portal, deverá ter possibilidade de selecionar um conjunto de IU prioritárias para uma determinada UPAC.

Uma IU de armazenamento também deverá poder ser atribuída a um grupo de prioridade: carregando prioritariamente a partir de uma determinada UPAC do grupo de prioridade e descarregando prioritariamente para as IU do grupo de prioridade.

O algoritmo de partilha do ORD deve, numa primeira fase, fazer a partilha interna em todos os grupos prioritários.

Numa segunda fase, fará a partilha do excedente por todas as IU, com prioridade para os armazenamentos.

No caso de partilha por coeficientes, o algoritmo de partilha do ORD deve, ao fazer a partilha no grupo prioritário, normalizar os coeficientes das IU que constituem o grupo.

Num segundo passo o algoritmo deverá partilhar a energia excedente pelas IU não prioritárias.

Assim,

O algoritmo de partilha segue uma sequência de iterações, respeitando prioridades associadas ao CPE de produção, prioridades de CPE de consumos associados a cada CPE de produção e prioridades dos CPE de consumo de UA e UPAC.

Numa primeira fase a partilha é feita sequencialmente seguindo a ordem de prioridade de CPE de produção definida pela EGAC. Na falta desta ordenação o ORD segue a ordem natural de entrada da lista de CPE de produção.

Na primeira fase, a partilha da energia de cada CPE de produção é restrita a um conjunto de CPE de consumo associados prioritariamente a esse CPE de produção, definidos pela EGAC.

Na falta de definição pela EGAC, os CPE de consumo de UA e UPAC terão prioridade sobre os restantes CPE de consumo. Por essa razão os CPE de consumo deverão ter um identificador de associação a UA ou UPAC.

Em cada iteração, é necessário recalcular a energia que falta partilhar em cada CPE de produção (excedente de cada CPE de produção) e a energia líquida máxima que ainda pode ser partilhada em cada CPE de consumo.

Numa segunda fase, é repartida a energia que ainda falta repartir (excedente dos CPE de produção), por todos os CPE de consumo não prioritários, seguindo a sequência da ordem dos CPE de produção.

Para cada CPE de produção, o excedente de cada CPE de consumo é atribuído ao CPE de produção, sendo esta a energia de excedente final.

5.8. Repartição em IU com UPAC ou UA integrada – disposição em falta no artigo 9.º

Este aspeto tem sido esquecido, mas é extremamente importante, tanto para casos existentes de IU que já tem UPAC integrada, como para novos modelos de negócio em que UPAC e UA venham a ser integradas nas IU.

Como se referiu, uma IU poderá ter um CPE de produção caso tenha uma UPAC integrada ou uma UA integrada, pretendendo partilhar com a comunidade o seu excedente, mas só o excedente.

Nestes casos deve clarificar-se que a energia de um CPE de produção localizado numa IU será tratado da mesma forma que a energia de produção de qualquer outro CPE de produção, seja de uma UPAC ou de uma UA.

5.9. Partilha com base em estimativas – disposição em falta no artigo 9.º

Não está definido qual será o procedimento de partilha no caso de falta de condições de medição por responsabilidade do ORD.

- Será feito com base em estimativas de consumo e de produção, será feito com base na potência contratada, ou outro procedimento?

Em caso de inexistência de contadores inteligentes, por falta ou atrasos do ORD, deveria ser encontrada uma solução alternativa que não impossibilite a CER e que não prejudique os membros. Por exemplo, a partilha poderá ser feita com base em perfis de consumo predefinidos.

6. Autoconsumidor – Artigo 10.º

6.1. Comentários gerais – Artigo 10.º

Atualmente, as regras que os agentes de mercado se regem para comprar energia excedente não são iguais às do CUR.

Entre outros aspetos mais críticos destacam-se os seguintes:

- Têm mais burocracia, onde obrigam a autenticações de procurações para o ORT e Operador de Mercado;
- O CUR recebe informação privilegiada das UPACs instaladas pelo país enviando prontamente contrato, sem que os outros agentes possam também concorrer;
- O autoconsumidor ao estabelecer contrato com um agregador/comercializador poderá incorrer em custos nas autenticações das procurações, que não é exigida pelo CUR;
- Questões técnicas relacionadas com o sistema de contagem que bloqueiam e atrasam ativação do contrato de venda com um agente de mercado, o que não acontece com o CUR.

7. Entidade gestora do autoconsumo coletivo – Artigo 11.º

- N.º 5 do artigo 11.º, onde se refere 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.”***

Existirão modelos de negócio em que o armazenamento pertence e está integrado numa IU. Assim, os contratos com o ORD deverão ser realizados pelos titulares da IU. Caso o armazenamento de uma determinada IU ou UPAC, esteja associado à CER o titular será naturalmente a EGAC. Tal como está o texto, limita a possibilidade de o autoconsumidor ser o dono do armazenamento e fazer uso dele para consumo próprio.

7.1 Comentários gerais – Artigo 11.º

Este artigo esclarece que a EGAC poderá comercializar o total do excedente. Neste sentido, o modelo de procuração e declaração de representação de produtores (válido para apresentar perante OMIE e REN), deve ser assinado e autenticado por todos os membros titulares da CER/do Autoconsumidor Coletivo ou representantes da EGAC? Tem de haver uma autenticação das assinaturas, tal como acontece nas UPACs individuais que vendam a energia excedente a um agregador?

8. Encargos com os equipamentos de medição – Artigo 27.º

8.1 Comentários gerais – Artigo 27.º

A divulgação do plano de instalação de equipamentos de medição inteligentes deve ser claro e divulgado de forma simples e transparente, como por exemplo colocar a informação no ato do registo das UPACs no Portal da DGEG.

Caso não seja possível, pelo menos indicar essa nota e o encaminhamento para o endereço onde o autoconsumidor possa ser esclarecido e não sejam gerados equívocos.

O autoconsumidor pode desde logo verificar se o seu atual sistema de contagem está preparado para contagem bidirecional.

Importa referir que para a possibilidade de venda de energia excedente os contadores, além de serem bidirecionais, também devem **comunicar leituras de 15 em 15 minutos**, algo que tem sido um problema que demora meses a ser solucionado.

Não está referido qual o tempo de resposta do ORD para a parametrização dos equipamentos de medida e atribuição dos CPEs de Produção, quando nos dias de hoje existem casos de autoconsumidores a aguardarem muitos meses.

A resposta tem de ser limitada no tempo, ainda para mais se existirem custos que o autoconsumidor terá de suportar, tal como se pretende em alguns casos.

9. Estrutura das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP – Artigo 41.º

- N.º 3 do artigo 41.º, onde se refere que ***“As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP são aplicadas no referencial da IU.”***

São aplicados no nível de referencial da IU mas afetados pelo nível de tensão da UPAC. Como existe a possibilidade de ter múltiplas UPAC em níveis de tensão diferentes a descrição cria dificuldades de interpretação.

Seria mais adequado definir como referencial o par UPAC/IU já que na realidade existirá uma tabela de preços da TAR diferente para cada possibilidade de par UPAC/IU.

10. Metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP – Artigo 42.º

- N.º 1 do artigo 42.º, onde se refere que ***“As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidas das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, como definidas no RT.”***

No caso em que existem várias UPAC em níveis de tensão diferentes, não fica claro qual o nível de tensão considerado. Se se especificar como a tarifa do par UPAC/IU, já fica esclarecido.

Deve fazer-se compreender que uma IU pode ser tarifada com dois preços diferentes quando recebe energia de duas UPAC em níveis de tensão diferentes. Estes aspetos são importantes para a EGAC que terá que fazer a afetação dos custos de uso de rede pelas diversas IU e UPAC.

A inclusão das unidades de armazenamento (UA) ainda acrescenta mais complexidade ao processo. Este artigo 42.º não clarifica cabalmente as tarifas a aplicar nas UA. Se se assumir que uma UA em extração é equiparável a uma UPAC, e quando em modo de consumo é equiparável a uma IU, deve ficar clarificado o procedimento a aplicar, por exemplo, usando as designações de CPE de consumo e CPE de produção.

- N.º 2 do artigo 42.º, onde se refere que ***“A ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC não é considerada para efeitos das tarifas de Acesso às Redes referidas no número anterior.”***

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.

- N.º 4 do artigo 42.º, onde se refere que ***“Nas situações em que a ligação da UPAC se encontre num nível de tensão a jusante do nível de tensão de ligação da IU, 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, sem ocorrência de inversão de fluxo entre níveis de tensão.”***

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).

Esperamos que as observações e comentários que apresentamos possam contribuir para construtivamente melhorar o documento final a emitir pela ERSE.

Lisboa, 5 de janeiro de 2021