

# Consulta pública 82 (ERSE)

## Proposta de implementação de novo regime de autoconsumo de eletricidade

Comentários de Cláudio Monteiro, Professor da FEUP, em 04/02/2020

As minhas felicitações pelo presente trabalho de proposta de regulamentação. Na qualidade de especialista e académico em redes elétricas, em sistemas fotovoltaicos e em redes inteligentes, apresento alguns comentários que acho poderem contribuir para melhorar o excelente trabalho realizado.

No geral o articulado e o documento justificativo estão bem orientados para os princípios fundamentais consagrados na nova legislação Decreto-Lei 162/2019 de 25 de outubro. Existem no entanto dois pontos que considero críticos para o sucesso e eficiência deste novo regime.

### 1) Interpretação tarifária do conceito de proximidade

O primeiro ponto diz respeito à interpretação da definição de uso da rede, que acabará por ter consequências na distribuição da tarifação do uso de rede e consequências na influência regulatória sobre o uso do conceito de proximidade por parte dos autoconsumidores coletivos e CER.

No Decreto-Lei 162/2019, no artigo 18, é referido o processo de tarifação da utilização da RESP para veicular a energia entre as UPAC e as IU. Neste processo usa-se apenas o nível de tensão da UPAC. Esta definição poderá vir a ser extremamente problemática e comprometedora para o desenvolvimento futuro do processo.

O uso da rede está relacionado com a proximidade elétrica entre as UPAC e IU. De forma simplificada essa proximidade pode ser avaliada considerando os níveis de tensão que é necessário elevar para passar do CEP da UPAC para o CEP da IU.

O procedimento usado na legislação, que apenas considera o nível de tensão da UPAC, não é adequado para definir ou incentivar a proximidade. Note-se que, mesmo em casos absurdos de distâncias muito elevadas, é possível ter uma UPAC e uma IU no mesmo nível de tensão, mas sendo necessário subir por absurdo a MAT para veicular a energia entre os dois CEP distantes. Quando na fase seguinte de implementação da legislação se alargar o âmbito a múltiplos níveis de tensão, será ainda mais problemático. Numa CER poderão existir várias UPAC em diferentes níveis de tensão e poderão existir IU nos níveis de tensão a montante ou a jusante. Além disso os CEP poderão estar em subestações diferentes e a distância completamente fora do âmbito do conceito de proximidade.

Uma solução mais adequada e robusta seria considerar uma “tarifa de selo” ou “tarifa de portagem”, como sendo a tarifa a pagar sempre que seja necessário veicular energia através de um transformador

(mudança do nível de tensão). Neste modelo, para veicular energia de um CEP produtor UPAC para um CEP consumidos IU deverá ser paga a tarifa associada a todos os níveis de tensão de passagem para veicular essa energia. Por exemplo, veicular energia entre dois CEP de BTN, no mesmo PT, apenas deveria pagar o uso da rede BT. No entanto, dois CEP em BTN, mesmo que geograficamente vizinhos, mas alimentados por dois PT diferentes, terão que pagar a rede de BT e a rede MT. No caso de dois CEP em BTN, mesmo que geograficamente vizinhos, alimentados por duas subestações AT diferentes, devem pagar as redes de BT, MT e AT.

Uma solução deste tipo não é difícil de implementar, a ORD através do CEP tem forma automática de avaliar os níveis de tensão usados para veicular energia entre eles. Este processo permitirá tarifar adequadamente a energia veiculada entre múltiplas UPAC até cada um dos IU, esteja ela no nível de tensão a montante ou a jusante. Esta solução permite penalizar de forma efetiva e justa a agregação de IU afastadas das UPAC, regulando de forma eficaz a boa utilização local da rede, incentivando a proximidade elétrica das CER.

Com esta metodologia de base as EGAC ficariam encarregadas de pagar em cada nível de tensão apenas a energia que seja veiculada em cada nível de tensão. Por exemplo, uma CER que tenha 101 IU, em que 100 IU estão numa mesma subestação AT, bem como as UPAC, e que tenha uma única IU em outra subestação. Apenas deve pagar a rede de AT para a energia que é transferida para a única IU na segunda subestação.

A forma como será calculado e afetado o custo associado à energia veiculada a cada nível de tensão não está muito claro na proposta de regulamento. Seria necessária mais especificidade, detalhada com fórmulas de cálculo. Do documento de regulamento entende-se que será a EGAC a pagar os custos de acesso à rede de toda a energia das UPAC, o que parece ser efetivamente a opção mais adequada.

## 2) Fórmula de repartição da produção da UPAC pelas IU

No ponto 3.10 do regulamento apresenta a ideia base do procedimento de repartição de produção da UPAC pelas IU. Esta descrição está restringida apenas ao caso de UPAC com IU no mesmo nível de tensão. Note-se que a realidade futura será muito mais complexa como se referiu no ponto anterior. Pelo que será necessário acautelar procedimentos que possam ser alargados às situações futuras.

Interpreta-se que o procedimento de repartição apresentado, será implementado pela ORD, e consiste numa distribuição quarto-horária da produção da UPAC, pelas várias IU, segundo um determinado coeficiente de repartição a ser indicado pela EGAC. Esta repartição não tem e conta o nível de consumo, no quarto-horário em análise. Tal implica que as IU com pouco consumo vão ter um consumo líquido negativo (injeção) enquanto outras IU, que estão a consumir mais, e poderiam absorver mais autoconsumo, vão estar com défice de consumo da UPAC. Esta situação, vai ser muito comum e, implica que as CER ou autoconsumos coletivos não vão poder usar todo o seu potencial de absorver o seu autoconsumo.

Tal poderia ser facilmente evitado se a ORD usar para a repartição uma fórmula que tenha em conta o consumo nesse momento. O processo não é difícil de implementar porque com os contadores

inteligentes a ORD tem toda essa informação disponível, é apenas uma questão de algoritmo de repartição.

Assume-se que a fórmula que está a ser considerada para o modelo de repartição quarto-horária proposto pelo regulamente é algo do género:

$$ECL_i = EC_i - F_i \times \sum_g^{Ng} EP_g \quad (1)$$

$$\text{em que } \sum_i^{Ni} F_i = 100\% \quad (2)$$

$EC_i$  – Energia consumida na instalação de utilização i (kWh) existindo Ni IUs na CER.

$F_i$  – Fator de distribuição na instalação de utilização i (%)

$EP_g$  – Energia produzida na UPAC g (kWh), existindo Ng UPACs na CER

$ECL_i$  – Energia consumida líquida a faturar à UI i

A fórmula alternativa proposta nestes comentários é a seguinte:

$$ECL_i = EC_i - \frac{F_i \times EC_i}{\sum_i^{Ni} (F_i \times EC_i)} \times \sum_g^{Ng} EP_g \quad \text{se } (\sum_g^{Ng} EP_g - \sum_i^{Ni} EC_i) \geq 0 \quad (3)$$

$$ECL_i = EC_i - F_i \times \sum_g^{Ng} EP_g \quad \text{se } (\sum_g^{Ng} EP_g - \sum_i^{Ni} EC_i) < 0 \quad (4)$$

$$\text{Em que } \sum_i^{Ni} \frac{F_i \times EC_i}{\sum_i^{Ni} (F_i \times EC_i)} = 100\% \text{ e } \sum_i^{Ni} F_i = 100\%$$

A equação (3) aplica-se quanto não existe injeção (produção > consumo) para a globalidade da CER. Pelo contrário, quanto existe injeção para a globalidade da CER, aplica-se a equação (4) que é uma distribuição proporcional ao fator de distribuição, neste caso todas as IU injetam. Note-se que com este procedimento de distribuição nunca existe injeção individual da IU desde que não exista injeção global da CER, evitando desperdício da autoprodução na CER. Note-se que com esta abordagem se resolve o problema futuro de injeção global da CER, referido no regulamento como um assunto a tratar em legislação futura.

Esta abordagem deverá remeter para a EGAC a responsabilidade do ajuste e distribuição dos proveitos individuais de cada IU. Por exemplo, o caso de uma IU que tenha sempre consumo nulo, terá proveitos nulos mas poderá ser compensada segundo regulamento interno da EGAC.

Porto, 04/02/2020

Cláudio Monteiro