

Exmos Senhores,
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º,
1400-113 - Lisboa
consultapublica@erse.pt

Porto, 15 de Dezembro de 2020

Assunto: Consulta Pública n.º 93 - Proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica

Exmos. Senhores,

APESE - Associação Portuguesa das Empresas de Serviços de Energia é uma associação empresarial sem fins lucrativos, que nasceu em Abril de 2011 com o objetivo de promover o desenvolvimento da indústria ESE em Portugal nas vertentes tecnológicas, regulamentares e boas práticas, contribuindo para o aumento da competitividade de Portugal pela utilização eficiente de energia.

Considerando a relevância do Autoconsumo para os desígnios climáticos nacionais e internacionais, vimos pelo presente apresentar algumas notas, comentários e questões dos nossos Associados e especialistas consultados, relativas à proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica bem como ao Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

Comentários à proposta de reformulação do Regulamento do autoconsumo de energia elétrica

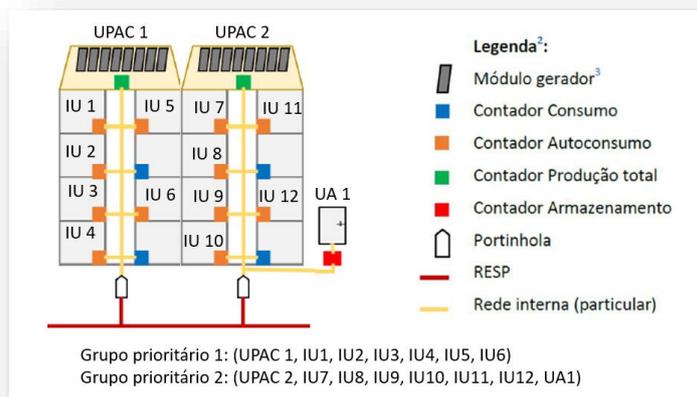
Artigo	Tema	Dúvidas e comentários
Definições	Partilha	O termo “partilha” substitui termo “repartição”, o que é adequado. No entanto, este último ainda persiste em algumas partes do documento.
Artigo 6 ponto 2 a)	Autoconsumo individual	Tendo em conta que a legislação prevê a possibilidade de autoconsumo individual que usa a RESP (com isenção CIEG de 50%), a restrição do texto “internamente à instalação de utilização” deixa de fazer sentido. A instalação de produção ou o armazenamento poderão estar em qualquer ponto geográfico, ligado à IU pela RESP.

		Mais, enquanto que para o autoconsumo coletivo o texto é claro na possibilidade de existirem mais do que uma UPAC e sistemas de armazenamento associados, tal não é subentendido para o autoconsumo individual.
Artigo 6 ponto 3	Autoconsumo individual	Existem dúvidas sobre a distância entre a UPAC e a IU que é permitida. Não se aplicando neste caso a restrição de vizinhança, poderão mesmo ser instaladas em pontos opostos do país (e.g. um cliente que produz energia num determinado município e a consome noutra instalação em outro município).
Artigo 7	Prioritização da energia produzida pela UPAC às injeções no armazenamento	Tendo em vista um melhor aproveitamento dos ativos energéticos e perfis de consumo de um autoconsumo coletivo ou CER, deveria ser possível à EGAC estabelecer de que forma fazer a prioritização da produção de uma UPAC entre o sistema de armazenamento e IU. A solução proposta no texto parece obrigar a que nos casos em que haja capacidade de armazenamento ocorra obrigatoriamente o armazenamento de produção excedentária de uma UPAC, impedindo que a mesma possa ser vendida no mercado, beneficiando, por exemplo, de preços de mercado elevados, ou que possa contribuir mais eficazmente como um mecanismo de <i>“demand side response”</i> .
Artigo 8 ponto 1	Carregamentos bidirecionais	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?
Artigo 9 ponto 1	Comunicação	Também deveria comunicar o modo de partilha, que poderá ser por <i>“coeficientes fixos”</i> ou por <i>“proporção ao consumo”</i> . Não fica claro como poderá a EGAC garantir uma escolha por <i>“proporção ao consumo”</i> , a não ser introduzir coeficientes inválidos e ser interpretado como refere o ponto 7 deste artigo.
Artigo 9 ponto 2	Mais do que uma 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 UPAC/IU limitando soluções de partilha prioritária como se sugere mais adiante, em <i>“Artigo 9, espetos em falta (partilha prioritária)”</i> . No ponto 8 do artigo 9, é proposto que a tarifa de rede seja afetada ao par UPAC/IU, o que obriga já à ORD a um algoritmo de partilha por pares UPAC/IU. Na verdade, os coeficientes são atribuídos a IU e não à UPAC, pelo que este ponto 2 do artigo 9, não acrescenta nada, pelo contrário, apenas limita soluções desnecessariamente.

Artigo 9 ponto 3	Armazenamento	<p>Este requisito deve aplicar-se sem prejuízo do ponto 3 do artigo 7 (indicado a seguir), onde se força a uma distribuição prioritária no armazenamento. Não deve ser aplicado de forma indiferente entre IU de consumo e IU de armazenamento, para evitar consumo de energia da RESP quando ainda existe energia das UPAC.</p> <p>Ou seja, a energia deve ser partilhada prioritariamente nos consumos do armazenamento. Se suprir todo o consumo do armazenamento, o restante para a ser distribuído no consumo das IU. Caso a energia autoproduzida mais a extraída não seja suficiente para consumo do armazenamento então sim a partilha no armazenamento será feita com base nos coeficientes ou com base na proporção do consumo.</p>
Artigo 9 ponto 4	Coeficientes de Partilha	<p>Não nos parece adequado que a possibilidade de discriminação temporal esteja sujeita às capacidades técnicas do portal do autoconsumo, tendo em conta que tal funcionalidade poderá ser facilmente implementada e pode gerar eficiências significativas no modelo de negócio. Ou seja, parece-nos que tal funcionalidade deveria ser um requisito obrigatório do portal de consumo. 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, a solução proposta já permitirá uma flexibilidade de gestão interessante.</p> <p>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.</p>
Artigo 9 ponto 6	Alteração	<p>Sempre que há um incumprimento, a EGAC terá que recalcular e reintroduzir todos os coeficientes. Antevendo a elevada frequência de alterações, surgem várias dúvidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A comunicação dos coeficientes, através do portal, será direta entre EGAC e ORD, ou terá alguma supervisão da DGEG? • A alteração dos coeficientes obriga a uma alteração do regulamento interno pela EGAC? • A alteração dos coeficientes obriga a uma alteração nos membros da CER? • Quanto tempo demorará a ORD a assumir os novos coeficientes? Deveria fixar-se um tempo máximo a que a ORD é obrigada a responder.

		<ul style="list-style-type: none"> Existe alguma limitação para o número de vezes que um membro pode entrar e sair? Note-se que, na falta de alternativa dinâmica, se o processo for uma simples alteração de valores, a EGAC pode usar a entrada/saída de uma IU sem consumo para criar uma gestão dinâmica de todos os coeficientes.
Artigo 9 ponto 7		<p>O que se entende por “erro interno dos coeficientes comunicados”?</p> <p>Não é adequado a ORD assumir uma partilha baseada em consumo sem que seja autorizada para isso pela EGAC, poderá levar a situações muito complicadas em casos de EGACS simplificadas sem capacidade de fazer a partilhas e ajuste de valor resultante de uma repartição por consumo. Será mais adequado fazer uma correção automática por normalização dos coeficientes.</p> <p>É importante que a EGAC tenha a possibilidade de optar entre as opções “partilha por coeficientes” ou “partilha por consumo quarto-horário”, como referido nos comentários do ponto 1 do Artigo 9.</p>
Artigo 9 ponto 8	Determinação de utilização	<p>Deste ponto 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 UPAC/IU, 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 custos de rede diferentes.</p> <p>No entanto, existindo esta possibilidade de especificação de fluxos de energia entre todos os pares UPAC/IU, não se entende porque não usar o mesmo processo na partilha, em vez de somar a energia de todas as UPAC como referido no ponto 2 do artigo 9. Com um procedimento de partilha baseado em pares UPAC/IU seria possível definir níveis de prioridade de partilha entre para APAC/IU, resolvendo as situações comentadas no Artigo 9 ponto 2.</p> <p>Sugere-se mais adiante, em “Artigo 9, espetos em falta (partilha prioritária)”, uma solução de partilha prioritária que em muito acrescentaria valor ao atual mecanismo.</p>
Artigo 9 ponto 8	Excedente	<p>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 duma IU de consumo se tratasse.</p> <p>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</p>

		injetada às UPAC. Pelo contrário, o excedente total da CER, deve também ser imputado ao armazenamento quando em extração, na proporção da energia que injeta na RESP, de forma equiparável às UPAC.
Artigo 9, Aspetos em falta	Partilha com base em estimativas	<p>Não está definido qual será o procedimento de partilha no caso de falta de condições de medição por responsabilidade da ORD. Será feito com base em estimativas de consumo e de produção, será feito com base na potência contratada, ou outro procedimento?</p> <p>Em caso de inexistência de contadores inteligentes, por falta ou atrasos da 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</p>
	Partilha prioritária	<p>Para mostra a importância e potencial da possibilidade de definição de grupos de prioridade consideremos os seguintes casos.</p> <p>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, o segundo bloco tem adicionalmente um armazenamento. Assuma-se que num determinado período de 15 min, o consumo de cada IU é 1kWh e a produção das UPAC é 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.</p> <p>No entanto, 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.</p> <p>Se fosse possível definir grupos de prioridade de partilhas, a UPAC1 partilharia a sua energia prioritariamente nas IU do boco 1 e a UPAC2 partilharia prioritariamente a sua energia na UPAC2. Desta forma a EGEC poderia otimizar o uso das redes internas e do próprio conceito de proximidade, evitando custos desnecessários e injustificados.</p>



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 não desnecessário 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.

Mesmo quanto existe uma única UPAC, justifica-se a necessidade de grupos prioritários. Por exemplo o caso de a UPAC única estar dentro da instalação de uma IU (exp: uma fábrica). Nesse caso interessa partilhar prioritariamente nessa IU, que seria a IU prioritária, e só o excedente seria partilhado nas restantes IU.

A implementação deste mecanismo de especificação de prioridades pela EGAC é fácil de implementar no portal. Também não acresce complexidade ao modelo de partilha da 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

		<p>uma determinada UPAC do grupo de prioridade e descarregando prioritariamente para as IU do grupo de prioridade.</p> <p>O algoritmo de partilha da 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 da 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.</p>
	Coordenação com UPAC ou UA integradas na IU	<p>Poderão existir dois tipos de situação em que uma UPAC está integrada numa IU:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Casos em que a UPAC e/ou UA pertence à IU, neste caso a energia produzida pela UPAC destina-se a autoconsumo na própria IU, no entanto interessa que a injetada líquida seja considerada como energia a partilhar na CER onde a IU está integrada. Esta situação resolve-se o modelo de partilha prioritária referida no ponto anterior. A UPAC integrada e a IU constituem um grupo prioritário. 2) Casos em que a UPAC e/ou UA pertencem à CER, apesar de integradas na IU. Nestes casos a energia produzida ou armazenada pertence à CER, mas também neste caso interessa partilhar prioritariamente a energia na IU local, excedente líquido passa a ser partilhada na restante comunidade. Também neste caso se aplica o modelo de partilha prioritária referida no ponto anterior. A UPAC integrada e a IU constituem um grupo prioritário.
Artigo 11 ponto 5	Contratos	<p>Existirão modelos de negócio em que o armazenamento pertence e está integrado a uma IU. Assim os contratos com a 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.</p>
Secção II	Relacionamento comercial entre EGAC e o ORD	<p>Não resulta claro quais os efeitos de um incumprimento de um cliente perante a EGAC (ex. não pagamento das tarifas de acesso à EGAC) e possíveis repercussões junto do ORD. A EGAC deveria poder comunicar tal facto à ORD e requerer a respetiva suspensão da repartição da produção da UPAC e ou interrupção de fornecimento à IU associada.</p>

Artigo 19º	IU com interrupção de fornecimento	Seria preferível que a produção imputada à IU com interrupção de fornecimento fosse distribuída pelos restantes membros de acordo com uma chave de partilha pré-definida em vez de ser considerada excedentária. Tal 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. Se o IU interrompido pertencer a um cliente de elevada dimensão o impacto na EGAC poderá ser significativo
Artigo 26 ponto 1 e 2	Ponto de ligação	<p>Levanta-se aqui uma questão que será necessário clarificar. Uma IU poderá ter um autoconsumo individual complementado com uma participação numa CER? Faz sentido que tal seja possível uma vez que haverá vantagem nessa complementaridade. Nestes casos, coexistindo a modalidade individual e coletiva é recomendável que todas as UPAC ou UA tenham unidades de medição, desde que tenha potência instalada superior a 4kW.</p> <p>Poderão existir modelos de negócio em que a UPAC ou a Unidade de Armazenamento integrada na IU pertence à CER. Nestes casos também deve estar previsto ponto de medição, desde que a unidade tenha potência instalada superior a 4kW.</p> <p>Tendo em conta o referido, em que existência de medição da unidade de armazenamento deverá ser reformulado o texto do ponto 2 do artigo 26 para “Não se aplica a unidades armazenamento se se tratar unicamente de autoconsumo individual”</p>
Artigo 40	Extensão de aplicação à impossibilidade de medição inteligente	Refere-se ao tratamento de anomalias de medição e leitura, 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, 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
Artigo 41 ponto 3	Tarifas de acesso	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.
Artigo 41 ponto 1	Tarifas de acesso	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

		<p>em níveis de tensão diferentes. Estes aspetos são importantes para a EGEAC que terá que fazer a afetação dos custos de uso de rede pelas diversas IU e UPAC.</p> <p>A inclusão das unidades de armazenamento (UA) ainda acrescenta mais complexidade ao processo. Este artigo 41 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, ficar clarificado o procedimento a aplicar.</p>
Artigo 41 ponto 2	Tarifas de acesso	<p>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>
Artigo 41 ponto 4	Tarifas de acesso	<p>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>
Artigo 45º - Ponto 2	Potência Contratada das tarifas de Acesso às Redes em BTN a aplicar à UPAC e sistemas de armazenamento	<p>“O 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 corresponde ao escalão igual ou imediatamente superior ao maior valor de potência ativa do diagrama de carga da injeção no sistema de armazenamento fornecida pelo comercializador, durante o período de três meses anteriores incluindo o intervalo de tempo a que a fatura respeita.”</p> <p>Interpretamos que este ponto significa que será o valor mais alto dos últimos 3 meses, à semelhança do que acontece, por exemplo nos pontos de fornecimento em MT que é o valor mais alto dos últimos 12 meses. O que seria justo seria o valor quarti-horário mais alto desse período de faturação.</p>
Artigo 53 – Ponto 1	Perdas das Redes	<p>“O consumo de uma IU proveniente de uma UPAC não é sujeito a perdas”</p> <p>Seria importante clarificar se é da sua UPAC ou das UPACs que estão presente na CER ou só no autoconsumo coletivo, isto porque no ponto 2 (“Os operadores de redes devem entregar à ERSE, no prazo máximo de 18 meses após a entrada em vigor do presente Regulamento, estudos que incluam os seguintes assuntos: a) Identificação das configurações mais frequentes de autoconsumo coletivo; b) Estudo das perdas verificadas, incluindo quantificação, nos casos referidos na alínea anterior; c) Proposta de fatores</p>

		<p>de ajustamento para perdas a considerar no autoconsumo coletivo através da RESP.”), ficamos sem perceber exatamente a que se refere.</p> <p>Tal é salientado porque será diferente para os fornecimentos que estão sujeitos à adição das perdas aos seus consumos, a subtração do valor que lhe é atribuído da geração da CER ou do armazenamento, antes ou depois desta adição de perdas.</p>
--	--	---

Comentários ao DL 162/2019 e UPACs com mais de 1MW e restante legislação/regulamentação

Artigo	Tema	Dúvidas e comentários
Definições	Limites de potência da UPAC	O limite de potência de 1 MW, no caso de unidades que recorram à tecnologia fotovoltaica, deverá ser relativo à potência dos Inversores e não à potência dos módulos fotovoltaicos
Geral	Capacidade de injetar energia excedente na RESP	Tendo em conta as vantagens para a RESP da produção distribuída, criar mecanismos de “discriminação positiva” para esta tipologia de UPs, disponibilizando publicamente uma reserva de capacidade para as UPACs poderem injetar energia excedente na RESP sem ter de recorrer à consulta caso a caso à GTSEN (REN). Bastando assim o ORD confirmar se essa capacidade foi atingida ou não no ponto da RESP em causa.
Artigo 5º, 2	Definição de proximidade do projeto UPAC	Deverá existir um critério claro na legislação sobre o que se entende como “proximidade” para facilitar o processo do autoconsumo coletivo.
Art.º. 7º, n.º2, alínea f	Garantias de Origem	A emissão das GO devia ser sobre a base da energia total produzida pela UPAC e não apenas a injetada na RESP. Para as UPACs os registos na EEGO deveriam ser opcionais e não uma obrigação, em especial para UPs de pequena potência não faz sentido o atual processo burocrático e os custos associados ao registo junto da EEGO.
Art.º. 9º	Competências da DGEG	Tem a DGEG recursos para garantir o cumprimento de todas as competências atribuídas? Segundo a nossa experiência, muito poucas foram as tarefas mencionadas nesta alínea efetivamente executadas ou concluídas no passado pela DGEG.

		Deveria ser feita maior divulgação da estatística específica sobre a produção distribuída de forma a monitorizar o processo de implementação deste setor.
Art.º 12º d)	Averbamentos	A potência de ligação (somatório da potência dos inversores) devia ser também possível a sua alteração por averbamento no caso de redução até 20% da potência em causa. Devido a constrangimentos na implementação em algumas situações é necessário alterar a potência total dos inversores (redução). No caso de redução desta potência não faz sentido solicitar novo registo ou Licença.
Art.º 17º, n.º 2	Participação em mercado	Definição mais clara de qual a diferença entre “agregador independente”, “facilitador de mercado” e “comercializador que agrega produção”, assim como atribuição a entidades concretas destas funções.
Art.º 17º, n.º 3	Redução de potência e deslastre das UPACs	Em unidades com potência inferior a 1 MWp não devia ser necessário controlo da potência para além do já existente (com Relés de proteção em unidades de 250 MW a 1 MWp) Simplificar eventuais sistemas de comunicação com as UPACs e o seu controlo de potência por parte do ORD para UPACs acima de 1 MWp.

Comentários ao Despacho 46/2019

Artigo	Tema	Dúvidas e comentários
Artigo 8.º, n.2	Tramitação do pedido...	Todas as UPACs acima de 30 kW que pretendam injetar energia excedente ou em autoconsumo coletivo com utilização da RESP serão analisadas pelo ORD e pelo GTGSEN. Tem estas entidades capacidade para dar resposta às centenas de unidades que estão abrangidas por este requisito? Não é possível antecipadamente saber se numa determinada zona de rede se é ou não possível injetar energia excedente é até que valor? Não deveria haver uma capacidade de reserva para a produção distribuída que permita uma discriminação positiva deste tipo de unidades? O processo como está é bastante ineficiente.
Artigo 9.º	Condições de ligação e instalação da UPAC	Este artigo aplica-se só a autoconsumo coletivo? Porque, estando já o registo concluído, é necessário novamente solicitar condições técnicas de ligação à RESP? Clarificar e simplificar este processo. As condições de ligação têm de ser enviadas no ato do registo/Licença de produção da UPAC

Artigo 11.º,	Pedido de emissão CE	Permitir a prorrogação do registo até ao máximo de metade do prazo inicial. Quando as UPACs são no solo, podem existir diversas entidades que devem ser consultadas no âmbito do licenciamento camarário (CCDR, APA, IP, REN, RAN; EDPD, etc.)
Artigo 11.º, n.º 4, alínea d)	Pedido de emissão CE	A portaria do seguro já foi definida?
Artigo 12º	Procedimento de atribuição de CE	Definir o prazo para realização da vistoria por parte da DGEG. O procedimento deveria ser mais simplificado.
Artigo 13.º	Licença de produção e exploração	Pode uma unidade com mais de 1 MW de potência de inversores, mas que garanta que a injeção na RESP é inferior a 1 MW, dispensar o TRC? Nestes casos qual o procedimento para avaliar a viabilidade de injeção na RESP? Esclarecer esta possibilidade no futuro DL do autoconsumo.

Regras técnicas e normalização e outros comentários

Alguns comentários gerais:

- Melhorar o atual Regulamento de Inspeção e Certificação (RIC) e o Regulamento Técnico e de Qualidade (RTQ) por forma a ser mais claro e completo.
- Divulgar os modelos de relatórios e com as tipologias da Não conformidades, e evitar diferentes modelos por parte das Entidades Inspetoras.
- Permitir um processo mais célere entre o Portal da DGEG, as Entidades Inspetoras, as Entidades Instaladores e o produtor
- Atualizar o Guia da Produção Independente (completamente desatualizado para a realidade atual), essencial para clarificar o tipo de ligações das UPACs e os seus requisitos técnicos.
- Implementar regulamentarmente (no RTIEBT ou outro documento legal do autoconsumo) os requisitos da NP HD 60364-7-712:2020 Instalações elétricas de baixa tensão Parte 7-712: Requisitos para instalações e locais especiais - Sistemas fotovoltaicos (PV)
- Coeficientes de Partilha: 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.
- Portal da DGEG do autoconsumo e licenciamento de projetos: Urge assegurar o seu correto funcionamento, bem como visibilidade sobre os respetivos prazos de resposta. Tal é tão mais premente, quando há incerteza sobre a dedução ou não dos CIEG no futuro, podendo impedir vários negócios de se realizar.
- IU sem contadores bidirecionais inteligentes: 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.

- Unidades de Armazenamento: Clarificar que é possível armazenar e injetar eletricidade através da RESP.

Certos do bom acolhimento dos nossos comentários, reiteramos a nossa total disponibilidade para participar em grupos de trabalho ou consultas públicas pertinentes aos nossos Associados.

Com os melhores cumprimentos,

Jorge Araújo

Presidente da APESE