

## 113ª Consulta Pública

### Revisão Regulamentar

#### Sector Eléctrico

#### Posição da APIGCEE

### 1. Introdução

A Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE) tem todo o gosto em participar na 113ª Consulta Pública lançada pela *Entidade Reguladora do Sector Energético* (ERSE) com a apresentação de contributos e comentários à proposta de *Revisão Regulamentar do Sector Eléctrico*.

A APIGCEE agradece a oportunidade que a ERSE faculta ao submeter à apreciação pública a Revisão Regulamentar do Sector Eléctrico.

A APIGCEE apela a que o papel dos grandes consumidores de energia e os benefícios por eles proporcionados a todos os consumidores seja tido em conta na necessária adaptação da regulação. É importante, antes de mais, que a legislação já existente seja regulamentada e operacionalizada, permitindo aos grandes consumidores exercer, efectivamente, os direitos que essa legislação, nacional e europeia, lhes oferece. É também importante que a futura regulação dos serviços de sistema valorize adequadamente, de forma transparente e estável, os serviços que os grandes consumidores - e, nalguns casos, só eles - podem facultar.

A APIGCEE irá concentrar-se, em particular, nos seguintes regulamentos e manual colocados em consulta pública:

- Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI);
- Regulamento de Relações Comerciais (RRC);
- Regulamento Tarifário (RT);
- Regulamento de Operação das Redes (ROR);
- Regulamento do Autoconsumo (RA);
- Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS).

### 2. Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI)

#### 2.1. Acesso à rede com restrições

A APIGCEE considera que o acesso às redes com restrições<sup>1</sup> irá facilitar a atribuição de pontos de interligação para novos projectos de geração de energia eléctrica e poderá otimizar a gestão da rede enquanto recurso escasso, assim como permitir a ligação, em tempo útil, de consumidores para os quais a rede não tem a capacidade total para os fornecer, embora seja possível satisfazer parte do pedido com recurso ao mecanismo de restrições.

---

<sup>1</sup> Capítulo II, artigos 7º, 8º, 9º e 10º da Proposta de articulado do *Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações*.

Não obstante, e tal como a ERSE afirma no seu documento justificativo<sup>2</sup> *“Tratando-se de instalações de consumo, a oferta de ligação com restrições deve remeter para uma situação de carácter transitório, tendo em vista, fundamentalmente, o encurtamento do período de tempo para concretização da ligação.”*

Entende assim a APIGCEE que, apesar de existir a possibilidade de celebrar um acordo de acesso com restrições (art.º 10º), este deverá ser transitório, migrando para um acordo de acesso firme após um intervalo de tempo acordado entre as partes signatárias do acordo.

Os processos produtivos em instalações industriais electrointensivas requerem um fornecimento de energia com um mínimo de interrupções devendo estar salvaguardadas da intermitência de centrais de geração de base renovável através do *backup* proporcionado pela rede eléctrica de serviço público (RESP).

A ERSE salvaguarda esta preocupação através da proposta para o novo nº 5 do art.º 8º *“Acesso com restrições para a instalações de produção”* que dispõe: *“... a opção pela celebração do Acordo de Acesso com Restrições e a sua concretização não deve constituir impedimento para a requisição, por parte do titular da instalação de produção, a qualquer momento, de acesso firme à rede”*.

A ERSE remete para as *condições gerais dos acordos de acesso com restrições* (alínea b) do n.º 2 do art.º 10º) os *“procedimentos para a ativação das restrições quando existem vários acordos de acesso”*, mas não os especifica deixando para os operadores das redes a responsabilidade de *“...apresentar uma proposta de condições gerais dos acordos de acesso com restrições referidos no n.º 2 (do art.º 10º)”*.

## 2.2. Activação das restrições de acesso

As condições gerais dos acordos de acesso com restrições (nº 2 do art.º 10º) prevêm na sua alínea c) *“Os meios de comunicação a estabelecer e os procedimentos a observar para assegurar a ativação das restrições nas instalações que impliquem a intervenção do operador da rede”*. Importa clarificar se a activação das restrições de acesso é efectuada com um aviso prévio por parte do operador da rede ou se por outro lado envolve um deslastre automático da carga, nomeadamente através de um relé de frequência.

A ERSE no seu documento justificativo refere nos exemplos europeus (operador estónio) que *“as instruções de limitação do acesso são emitidas, em tempo real, a partir do sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) do operador de rede diretamente para a instalação de utilização”*, indicando que poderá não existir qualquer notificação prévia ao consumidor. Entendemos que o RARI deverá sempre prever a existência de um aviso prévio.

## 2.3. Encargos de ligação à rede

A ERSE no seu documento justificativo refere o benefício económico para o requisitante, através da repercussão nos encargos com os elementos de ligação (*no pressuposto de que a sua utilização terá limitações*) e nos encargos de comparticipação nas redes (*no pressuposto de que se reduz a necessidade de investimento na rede*). Não resulta clara a redução de encargos de ligação quando estes são necessários, não obstante celebrar-se um acordo de acesso com

---

<sup>2</sup> Documento Justificativo *“Proposta de Reformulação do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações”*.

restrições, situação que também deveria ficar clarificada na nova proposta de articulado do RARI, remetendo para as alterações no *Regulamento das Relações Comerciais* (RRC).

## 2.4. Informação sobre novos projectos de investimento

A APIGCEE saúda a obrigatoriedade dos operadores das redes disponibilizarem à ERSE informação sobre projectos de investimento nas suas redes que contemple “*todo o horizonte temporal do período regulatório vigente ou até à data estimada da entrada em exploração dos projetos, com desagregação anual*” (nº 2 do art.º 25º). Este procedimento permitirá uma maior transparência na estimativa dos impactes tarifários dos *Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes* (PDIRT e PDIRD).

Os investimentos em redes eléctricas devem estar destinados a conectar novas instalações de geração renovável, nova procura e a resolver congestionamentos. Estes investimentos devem ser realizados da forma mais eficiente e, portanto, estar sempre acompanhados de análises custo-benefício de forma a não incorrer em ineficiências que possam levar a um incremento de custo das redes para o consumidor.

Os congestionamentos devem, sempre que possível, ser resolvidos com recurso a mecanismos de flexibilidade e gestão da procura devidamente remunerados.

## 2.5. Projectos-piloto

Os projectos-piloto a aprovar pela ERSE (nº 6 do art.º 49º) são acompanhados de uma “*avaliação de Impacte que contemple impactes expectáveis de natureza económica, ambiental e social*” (nº 5 do art.º 49). Solicita-se que sejam contabilizados e comunicados eventuais impactes nas tarifas de acesso às redes decorrentes da implementação dos referidos projectos.

## 3. Regulamento de Relações Comerciais (RRC)

No que respeita ao Regulamento de Relações Comerciais, tecem-se alguns comentários ao articulado que se elencam de seguida.

### 3.1. Relações entre os vários intervenientes (nºs 2, 3, 4 e 5 do Art.º 7º)

Apesar da infraestrutura estar sob alçada do respectivo concessionário, distribuição e/ou transporte, o fornecedor de energia contratual deverá responder por qualquer anomalia, seja por falhas na qualidade de energia ou interrupções. De facto, a relação comercial efectiva realiza-se entre o fornecedor de energia e o consumidor e são apenas estas duas entidades a razão da existência de um contrato de fornecimento. A infraestrutura, tutelada por um concessionário está ao serviço do fornecedor de energia pelo que não é razoável o consumidor reclamar com o concessionário qualquer situação relacionada com o fornecimento.

### 3.2. Dever de informação e proteção dos clientes (nº 4 do Art.º 8º)

Sugere-se o seguinte aditamento a *bold* no articulado do nº 4:

*“O comercializador deve responder a qualquer pedido de informação que lhe seja dirigido por um cliente, o mais breve possível, sem nunca exceder os dois dias úteis após o pedido e nos termos e pelos meios previstos no RQS e na demais legislação ou regulamentação aplicável.”*

### 3.3. Obrigação de fornecimento (nº 3 do Art.º 14º)

Sugere-se o seguinte aditamento a **bold** no articulado do nº 3:

*Os comercializadores de último recurso são obrigados a fornecer eletricidade ou gás aos clientes cujo comercializador se encontre impedido de exercer a atividade de comercialização de eletricidade ou de gás, **garantindo a continuidade de fornecimento e de serviços sem interrupções.***

### 3.4. Contrato de fornecimento (alínea I do nº 2 do Art.º 22º)

Sugere-se o seguinte aditamento a **bold** no articulado da alínea I) do nº 2:

*Os prazos máximos de resposta a pedidos de informação e reclamações que sejam dirigidos aos comercializadores, **sendo no máximo de 2 dias úteis após o pedido.***

Conforme indicado na proposta de reforma do mercado eléctrico europeu, deve ser prevista a possibilidade de existir mais do que um fornecedor por ponto de entrega (CPE).

### 3.5. Grandezas a medir ou a determinar para facturação do acesso às redes (alínea a do nº 1 do Art.º 192º)

Sugere-se o seguinte aditamento a **bold** no articulado da alínea a) do nº 1:

*Potência tomada **em Horas de Vazio e Potência tomada Fora das Horas de Vazio***

### 3.6. Grandezas a medir ou a determinar para facturação do acesso às redes (alínea b do nº 1 do Art.º 194º)

Sugere-se o seguinte aditamento a **bold** no articulado da alínea b) do nº 1:

*Energia, sendo objeto de medição nos pontos de medição nos termos do presente Capítulo, em **kWh e m<sup>3</sup>.***

## 4. Regulamento Tarifário (RT)

As alterações agora propostas para o Regulamento Tarifário pretendem concretizar as disposições legais constantes no Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de Janeiro. Das principais modificações, a AFIGCEE considera de muita relevância as alterações introduzidas no âmbito dos custos de interesse económico geral (CIEG), nomeadamente as relativas à sua imputação nos vários segmentos de consumo.

Da análise transversal a este regulamento destacamos os seguintes pontos:

### 4.1. Parcelas da Tarifa UGS e CIEG

A proposta prevê que apenas os CIEG ou custos enquadrados como tal, integrem a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), enquanto a parcela I da tarifa de UGS incorporará apenas os custos associados à gestão do sistema (o que incluirá os custos com a ERSE e a Autoridade da

---

<sup>3</sup> Salvaguardando a necessária correcção de pressão e temperatura nas condições de medição, convertendo para Nm<sup>3</sup> ou m<sup>3</sup> (st) ou seja, para as mesmas condições em que é facultado o poder calorífico do gás natural, por forma a estabelecer uma correspondência com a energia facturada em kWh.

Concorrência). A Tarifa de Uso de Rede (TUR) mantém os custos relativos ao uso de rede. Prevê-se, portanto, a transferência de alguns custos entre as rúbricas UGS I e UGS II.

A APIGCEE reconhece que esta alteração tem a vantagem de facilitar o rastreio mais imediato dos vários custos, nomeadamente distinguir os que sejam devidos ao uso e gestão da rede dos imputados à política energética. Contudo é importante salvaguardar que os diversos custos do sistema possam continuar a ser escalpelizados desagregadamente, nos períodos históricos anteriores e após a entrada em vigor das alterações.

## 4.2. Metodologia de Repercussão dos CIEG na Parcela II da Tarifa de UGS

Relativamente à repercussão dos CIEG, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que *“A repercussão dos CIEG é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas”*.

Nessa medida, a ERSE apresenta uma nova metodologia de repercussão dos custos de CIEG que visa dar cumprimento ao disposto legalmente, a reflectir na tarifa UGS II e que em vez de assentar em critérios de alocação diferenciados por rúbrica como actualmente, estabelece um critério de alocação global de CIEG para cada ano.

O modelo propõe o estabelecimento da seguinte fórmula:

$$T_{UGS2,i,j,t}^D = e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t$$

$T_{UGS2,i,j,t}^D$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, em base anual, no referencial de entrega, aplicável ao grupo de utilizadores $i$ na variável de faturação $j$ no ano $t$
$e_{i,j,t}$	Coefficientes de estrutura tarifária, em base anual, no referencial de entrega a clientes, aplicável ao grupo de utilizadores $i$ na variável de faturação $j$ no ano $t$
$a_{i,t}$	Coefficientes de alocação, aplicáveis ao grupo de utilizadores $i$ no ano $t$
$f_t$	Fator multiplicativo que assegura a recuperação dos proveitos, previstos para o ano $t$ , a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

- Coeficientes da estrutura tarifária - definem a estrutura de preços para a parcela II da tarifa de UGS, entre grupos tarifários e variáveis de facturação, refletindo os sinais de preço das tarifas. Os coeficientes devem ser orientados pelos preços das restantes tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, isto é, o somatório dos preços das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Coeficientes de alocação - condicionam a repercussão dos CIEG entre grupos tarifários. Caso este coeficiente assumo o valor unitário, a repercussão dos CIEG decorre directamente da estrutura de preços implementada pelos coeficientes de estrutura tarifária. No caso de coeficientes de alocação diferentes da unidade, a repercussão dos CIEG é afetada de forma multiplicativa. Segundo a ERSE, a aplicação de valores diferentes de 1 poderá ocorrer para salvaguardar a estabilidade tarifária (p.e. situações

de CIEG negativos). Para acomodar decisões da ERSE e a alocação de verbas extraordinárias do Fundo Ambiental, os coeficientes de estrutura tarifária teriam também que ser alterados no sentido de apresentar valores tendencialmente nulos nos termos de potência e de eliminar a modulação entre períodos horários nos termos de energia activa.

- Factor multiplicativo - O factor multiplicativo, a aplicar a todos os preços, garante a conciliação com o montante global dos proveitos a recuperar na parcela II da tarifa de UGS.

A APIGCEE compreende a necessidade de revisão regulamentar, tendo em consideração a disposição legal e **concorda** com os princípios de que a repercussão dos CIEG deve seguir critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas. Adicionalmente, defende que o novo modelo estabelecido requer o estabelecimento de critérios transparentes e objectivos que, neste caso, passa por uma justificação devidamente sustentada do racional adoptado na atribuição de valores aos vários parâmetros da fórmula.

A análise ao impacto do novo modelo deve ainda abranger diferentes cenários e não apenas um único ano de referência, neste caso 2021. No actual contexto, torna-se particularmente difícil prever a evolução de CIEG, a suportar ou devolver, pelo que uma análise alargada a diferentes cenários é particularmente necessária, seja para fixar valores negativos ou positivos da tarifa UGS II.

A proposta prevê também que a potência de ponta passe a incorporar custos com CIEG.

Uma vez que actualmente os CIEG são incorporados nas rúbricas de energia activa e potência contratada, a transmissão de sinal económico pelo uso da rede e gestão do sistema justifica, segundo a ERSE, esta alteração. A APIGCEE considera que esta proposta é coerente com o objectivo pretendido o que, em termos práticos, procederá a uma redistribuição dos CIEG dentro das várias rúbricas das tarifas de acesso.

### **4.3. Transferência intertemporal de CIEG**

No anterior quadro legal, os diferenciais de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial eram os únicos CIEG que podiam ser sujeitos à aplicação de um mecanismo de alisamento quinquenal.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê a possibilidade de repercutir todos os CIEG nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos, com o objectivo de garantir a estabilidade tarifária no cálculo das tarifas anuais. Assim, a ERSE apresenta uma proposta regulamentar que permita operacionalizar eventuais diferimentos.

A APIGCEE compreende que em determinadas circunstâncias possam ocorrer diferimentos (nomeadamente de CIEG) aquando da necessidade de garantir a estabilidade tarifária e a protecção dos vários segmentos de consumidores. No entanto, conscientes dos custos futuros que esta situação acarreta, entendemos que se trata de um instrumento cuja activação deve ser devidamente ponderada.

#### **4.4. Actividade e tarifa OLMCA**

O novo regime jurídico alarga o âmbito da actividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC), passando a corresponder à actividade de operação logística de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA). A actividade de agregação de electricidade, segundo o novo diploma, consiste na combinação de flexibilidade de consumo, de electricidade armazenada, de electricidade produzida ou consumida de múltiplos clientes, para compra ou venda em mercados de electricidade e/ou por contratação bilateral, sendo exercida em regime de livre concorrência.

Assim, para além de passar a abranger a actividade de mudança de agregador, a proposta de revisão regulamentar visa eliminar a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa OLMC) enquanto tarifa autónoma. Em contrapartida, uma parte dos custos da actividade de OLMCA são recuperados através de um preço regulado, a pagar por comercializadores e agregadores cessionários, dispensando o seu pagamento no caso das entradas directas no mercado. Supletivamente, a outra parte será recuperada na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a pagar pelos consumidores do SEN. A APIGCEE nada tem a opor a esta alteração.

#### **4.5. Medidas de contenção tarifária**

Entendemos que a alteração proposta pretende apenas alterar os fluxos financeiros das verbas consideradas para conter os custos, sem que daqui decorram impactos tarifários. Neste sentido nada temos a opor.

#### **4.6. Projectos de investigação científica e desenvolvimento em zonas livres tecnológicas**

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece três Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) em Portugal (Viana do Castelo, Abrantes e Perímetro de rega do Mira) que permitem a dispensa de certas regras regulatórias e que visam promover e facilitar a realização de actividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio, no âmbito das actividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade eléctrica e autoconsumo de electricidade.

Os projectos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio estão isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, bem como de encargos relativos à comparticipação nas redes. Estes projectos ficam sujeitos ao pagamento de um valor fixado em euros por MW/dia a estabelecer pela ERSE e a operacionalizar no RT. O valor destina-se a comparticipar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos operadores da rede nacional de transporte de electricidade ou da rede nacional de distribuição de electricidade.

Cabe à ERSE o estabelecimento de um preço em euros por MW/dia, pelo que a proposta regulamentar apresenta um modelo de preço baseado nas receitas anuais das tarifas de uso das redes, por nível de tensão, variabilizado pela potência contratada.

Salientando a importância do desenvolvimento tecnológico, a APIGCEE entende que a aprovação destes projectos deve ser devidamente ponderada e com volumes controlados e que os custos daí decorrentes, assim como o modelo de comparticipação, devem ser devidamente escalpelizados, evitando custos desnecessários para o SEN.

#### **4.7. Tarifas de acesso aplicáveis às instalações de armazenamento de autoconsumo autónomo**

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, uma instalação de armazenamento corresponde “*a uma instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC, excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização*”.

Relativamente ao pagamento das tarifas de acesso, a ERSE procedeu a um exercício comparativo entre vários países da Europa. Havendo um tratamento diferenciado entre os vários países, verifica-se que, no caso espanhol, a este segmento, não se lhe aplicam tarifas de acesso, quer de injeção ou consumo.

Estabelecendo uma comparação com os produtores hidroelétricos, a ERSE propõe que isenção de tarifas de Acesso às Redes actualmente em vigor para os produtores hidroelétricos, na parte que respeita à energia eléctrica adquirida para bombagem e posterior produção de energia eléctrica, deve ser aplicado a todas as instalações de armazenamento pelo carregamento de energia a partir da RESP, excluindo as instalações de armazenamento integradas numa instalação de utilização. A isenção aplica-se apenas aos consumos de energia a partir da RESP que sejam necessários para posterior injeção de energia eléctrica na RESP, pelo que será atribuída apenas às instalações autónomas de armazenamento. Diz ainda a ERSE que esta isenção deverá ser reavaliada no tempo, no início de cada período de regulação, podendo ser gradualmente eliminada. A isenção deve reflectir o valor do armazenamento para o sistema, o que pode diferir também em função das características das instalações de armazenamento e do seu valor de flexibilidade para o sistema.

Tendo presente o benefício para o sistema que as várias opções de flexibilidade introduzem, a APIGCEE entende que as isenções para a bombagem e armazenamento autónomo não devem incluir o uso físico da rede, implicando, portanto, pagamento de URT.

#### **4.8. Tarifas de acesso aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente electrointensivo**

O Decreto-Lei n.º 15/2022 veio consagrar a figura do cliente Electrointensivo, o qual pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia eléctrica que estejam expostas ao comércio internacional.

A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo de um conjunto de requisitos, entre os quais:

- Limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia eléctrica;
- Percentagens mínimas de consumo em períodos de vazio;
- Grau mínimo de electrointensidade.

Estão ainda previstas obrigações adicionais:

- A instalação de equipamentos de medida, registo e controlo de acordo com o Gestor Global de Sistema;
- Instalação de um relé de deslastre de frequência cujos ajustes são determinados pelo GGS. Estes e outros requisitos são estabelecidos em portaria pelos membros do Governo

responsáveis pelas áreas da economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1]. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o estatuto do CEI, respeita a este último conjunto de requisitos;

- Implementação, num prazo máximo de três anos após a adesão da instalação ao presente Estatuto, de um sistema de gestão de energia, auditável e certificado segundo a norma EN ISO 50001:2018.

A obtenção do estatuto garante o direito às seguintes medidas de apoio:

- No que se refere ao consumo de energia eléctrica, redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75%, dos encargos correspondentes a CIEG;
- No que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC, unidade de produção para autoconsumo), isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG;
- Para o consumo de energia eléctrica, os clientes electointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE.

A APIGCEE enaltece a criação do Estatuto do Cliente Electointensivo e a importância para o conjunto dos seus associados, expostos ao comércio internacional e que se deparam com a concorrência externa. Os contratos estabelecidos com a DGEG abarcam um conjunto de obrigações e direitos que, para além dos benefícios referidos, contribuem para utilização mais eficiente do sistema eléctrico.

Relativamente ao exercício de impacto realizado pela ERSE, a APIGCEE nota que apenas foi considerado o ano de 2021, cujos valores de CIEG representaram um sobrecusto significativo.

É importante ter presente que, no actual contexto, os CIEG têm um valor negativo, pelo que as tarifas de acesso aplicadas actualmente são iguais para todos os consumidores de cada nível de tensão, não havendo na prática qualquer benefício para os consumidores electointensivos (que mantêm as suas obrigações para com o SEN). Seria, por isso, importante que a ERSE incluísse na análise vários cenários, nos quais os CIEG assumam valores positivos e negativos.

#### **4.9. Facturação de energia reactiva**

A alteração introduzida, que elimina a referência exclusiva ao operador da rede de distribuição e que clarifica a definição de energia reactiva capacitiva e indutiva, é positiva. Em todo o caso, não introduz qualquer impacto tarifário.

## 5. Regulamento de Operação das Redes (ROR)

### 5.1. Gestão Técnica Global do SEN (Art.º 11º)

A revisão do ROR na alínea e) do nº2 do art.º 11º prevê “a instalação e operação de um sistema de recolha e processamento de dados para acerto de contas entre as diferentes entidades com as quais o Gestor Global do SEN se relaciona”. Questiona-se em que moldes este sistema de recolha e processamento de dados vai operar, quem é a entidade detentora do mesmo e quem suporta os encargos de instalação do sistema.

### 5.2. Utilizadores de redes significativos (Art.º 14º)

A participação de um grande número de associados da APIGCEE no serviço de Banda de Reserva de Regulação (BRR) bem como a detenção do estatuto de cliente electointensivo implica que as respectivas instalações industriais se equiparem a *Utilizadores de Rede Significativos* (SGU – *Significant Grid User*).<sup>4</sup>

O n.º 6 do art.º 14º do ROR dispõe que “O ORT submete ainda à aprovação da ERSE, ou da entidade competente designada, a lista de utilizadores de rede significativos de alta prioridade, a que se refere o Regulamento (UE) 2017/2196, ou os princípios aplicados para os definir, **bem como as condições de corte e realimentação** dos utilizadores de rede significativos de alta prioridade, salvo se forem definidos pela lei”

Questiona-se se alguns dos SGU podem vir a ser classificados como *Utilizadores de Rede Significativos de Alta Prioridade* (HPSGU – *High Priority Significant Grid User*) ou se se trata de duas categorias, mutuamente exclusivas, de utilizadores significativos. O n.º 6 do art.º 14º refere, em particular, “...as condições de corte e realimentação” a submeter pelo ORT à aprovação da ERSE, condições que importa conhecer pela sua importância e impacte junto dos consumidores / clientes electointensivos.

### 5.3. Instruções de Despacho (Art.º 34º)

O nº 5 refere a “*activação de serviços de resposta da procura nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS)*” que no caso dos associados da APIGCEE se refere, essencialmente, ao serviço de BRR. Entende-se que importa regulamentar o serviço de *Reserva de Segurança* em que se procede a um deslastre total de carga por actuação de relé de frequência, caso as condições de exploração da rede assim o obriguem.

No âmbito do Portaria n.º 112/2022, de 14 de Março, que regulamenta o estatuto do Cliente Electointensivo, importa também que sejam publicados os ajustes a efectuar ao relé de deslastre de frequência, a determinar pelo GGS, conforme previsto na referida Portaria.

### 5.4. Medidas preventivas e planos de defesa e restabelecimento (Art.º 39º)

O nº 6 do art.º 39º dispõe que “O Gestor Global do SEN estabelece os planos de defesa e de restabelecimento, nos termos do Regulamento (UE) 2017/2196, em consulta com o operador da rede de distribuição, os utilizadores de rede significativos, a ERSE, a DGEG, o ORT da rede

---

<sup>4</sup> “Na categoria de SGU devem incluir-se, por exemplo, os clientes sujeitos a obrigações de deslastre frequencimétrico. Essa obrigação decorre atualmente da condição de participante no serviço de banda de reserva de regulação, como estabelecido no MPGGS, ou do estatuto de cliente eletointensivo, regulamentado pela Portaria n.º 112/2022, de 14 de março” – ERSE - Documento justificativo da Proposta de Reformulação do Regulamento de Operação das Redes

*interligada e os restantes ORT da sua zona síncrona.*” Enquanto associação que congrega utilizadores de rede significativos, a APIGCEE questiona quando se prevê a participação dos seus associados no processo de consulta para o estabelecimento dos planos de defesa e restabelecimento e se a valorização da energia consumida, a subir ou a descer, é valorizada de acordo com o nº 4 do procedimento nº 9 do MPGGS.

## **5.5. Mecanismo de controle de injeção na rede (Art.º 41º)**

Este artigo estipula, no seu nº 5, que não há direito a recebimentos ou pagamentos pelos titulares das instalações mobilizadas (*instalações com potência instalada superior a 1 MW e unidades de produção para autoconsumo com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA...*). Tratando-se de uma situação que poderá induzir condições disruptivas em termo de produção industrial por imposição de interrupção de geração e de alimentação dos próprios processos industriais que se baseiem em UPAC com exportação de energia para a rede, terá custos associados que não são compensados. Entende-se que se trata de uma situação objecto de revisão.

## **5.6. Planos de deslastre de carga e de injeção na rede (Art.º 42º)**

Os planos de deslastre de carga *“devem ser estabelecidos por forma a não afectar consumos de clientes prioritários, previstos no RQS, e a minimizar o deslastre de instalações de produção nas zonas de rede afectadas”* (nº 5 deste art.º). Entende-se que, na medida do possível, as condições de deslastre programado, não devem afectar a eficiência nos processos produtivos das unidades consumidoras de energia eléctrica.

## **5.7. Centro de Coordenação Regional (Art.º 45º)**

A figura de centro de coordenação regional, definida de acordo com o Regulamento UE 2019/943 de 5 de Junho, encontra-se vertida na actual revisão do ROR. Questiona-se se esta coordenação regional já não é garantida, na prática, pelos próprios ORT’s de uma dada região europeia, não sendo necessário incluir mais uma estrutura que irá introduzir mais burocracia e custos adicionais para o sistema eléctrico europeu.

## **5.8. Subsecção II – Gestão das Interligações – Objectivos (Art.º 46º)**

As interligações a outros países e a integração nas plataformas europeias de troca de energia de balanço (e.g. plataformas MARI e PICASSO), existem constrangimentos com processos produtivos que não conseguem responder a alterações de consumo num prazo temporal de 15 minutos.

## **5.9. Seccção VII – Gestão de serviços de sistema- Serviços de sistema (Art.º 49º)**

O nº 7 do art.º 49º estabelece que *“se o Gestor Global do SEN concluir que o nível de oferta de um serviço de sistema pode não atingir as necessidades previstas, pode propor à ERSE o estabelecimento de obrigação de prestação desse serviço a um conjunto de utilizadores mais alargado que o previsto no n.º 5<sup>5</sup>”*

---

<sup>5</sup> *Serviços de sistema de prestação obrigatória considerando a classificação dos geradores ao abrigo do Regulamento UE 2016/631.*

Caso o conjunto de utilizadores mais alargado que o previsto no nº 5 venha a abranger utilizadores significativos (e.g. consumidores que participem na BRR) a prestação de serviços de sistema deverá ser sempre realizada numa base voluntária.

## 5.10. Mecanismos de contratação de serviços de balanço (Art.º 54º)

O nº 1 relativo aos “*termos e condições para efeitos da contratação de serviços de balanço (que) integram o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS)...*” **exige** na sua alínea d) que “... *cada oferta de energia de balanço seja atribuída a um ou mais agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios, para possibilitar o cálculo de ajustamentos de desvio.*”

Os associados da AFIGCEE, normalmente não pretendem assumir o papel de agente de mercado responsável pelos desvios (e pela sua liquidação), ou seja, de “*Balance Responsible Party*” (BRP) de acordo com o MPGGS.

No caso dos comercializadores assumirem a figura de agregador para efeitos de liquidação dos desvios e no âmbito da “*neutralidade financeira dos custos de regulação*”, entende-se que estes não deverão repercutir custos adicionais de gestão sobre os seus clientes (consumidores e/ou agentes de mercado habilitados a participar nos serviços de regulação, i.e. *Balance Service Provider – BSP*).

## 6. Regulamento do Autoconsumo (RAC)

Os associados da AFIGCEE, representam a indústria electrointensiva, e totalizam aproximadamente 10% do consumo de energia eléctrica em Portugal, consideram o regime de autoconsumo uma importante linha da política industrial e energética do país, e várias empresas têm já implementados projectos de autoconsumo nas suas unidades industriais, estando igualmente em avaliação o desenvolvimento de futuros projectos. A importância estratégica do autoconsumo ficou ainda mais evidente no decurso do último ano, assolado por uma crise energética e preços de mercado de energia eléctrica extraordinariamente elevados.

A AFIGCEE regista positivamente os aperfeiçoamentos introduzidos pela ERSE ao regulamento agora colocado em consulta pública, que terão de ir no sentido de potenciar o desenvolvimento de um número cada vez maior de projectos autoconsumo e permitir que a indústria electrointensiva possa beneficiar de energia eléctrica renovável a um preço competitivo.

Reconhecemos como positiva a regulamentação que prevê que o RAC passe a considerar a figura do agregador de último recurso que pode, em determinadas situações, adquirir os eventuais excedentes de produção de autoconsumo. De facto, consideramos importante que o autoconsumidor tenha a possibilidade efectiva de venda dos excedentes da sua produção, em mercado ou através de um agregador.

Consideramos também que o autoconsumo colectivo deve ser promovido pelo que vemos como positivo o facto de a nova proposta regulamentar prever diferentes modos de partilha hierárquica e dinâmica entre os agentes o que vemos como plenamente justificado se atendermos a cada vez maior participação de agentes, designadamente consumidores neste mercado.

Por último, a APIGCEE não pode deixar de salientar que o modelo de autoconsumo com possibilidade de injeção de energia eléctrica na RESP, e as medidas de apoio aos clientes electointensivos, designadamente (i) isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo e (ii) isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, na componente de energia eléctrica autoconsumida através de UPAC, pressupõem que a exista capacidade da RESP para integrar projectos de autoconsumo que possam vir a ser desenvolvidos para abastecer grandes clientes electointensivos, o que actualmente não se verifica.

## **7. Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS)**

### **7.1. Enquadramento normativo**

O *Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço* (MPQS) rege-se por um conjunto normativo, que o condiciona fortemente, limitando eventuais propostas de alteração. Destaca-se o seguinte enquadramento:

- a) NP EN 50160 – Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica;
- b) CEI/TR3 61000-3-6 (1996-10): “*Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems*”;
- c) CEI/TR3 61000-3-7: “*Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV Power Systems – Basic EMC publication*”;
- d) CEI 61000-2-8 TR3 Ed. 1.0: “*Voltage dips and short interruptions on public electric power supply system with statistical measurement results*” IEC 77A/329/CD;
- e) CEI 61000-4-30 Ed. 2.0: “*Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods*” (77A/356/CDV);
- f) CEI 61000-4-7: “*Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*”;
- g) CEI 61000-4-15: “*Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter- Functional and design specifications*”.

### **7.2. Comentários específicos**

Sugere-se, no ponto 2.1 – *Siglas*, a inclusão da sigla RRC (mencionada no ponto 3 – *Classificação das interrupções* - do Procedimento nº 1 - *Registo e classificação das interrupções no setor eléctrico*).

- **Procedimento nº 6 - Planos de Monitorização da qualidade da energia eléctrica**

A APIGCEE considera para o ponto 4.1.2 *Campanhas Periódicas de Monitorização*, nas subestações das *Redes Nacionais de Distribuição* (RND) não abrangidas por monitorização permanente, que o período mínimo de medição deveria ser inferior a 1 ano, implicando uma maior frequência de monitorização.

**APIGCEE,**

Lisboa, 31 de Maio de 2023