

PARTICIPAÇÃO EM CONSULTA PÚBLICA

Consulta Pública n.º 142 da ERSE

Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no Sistema Eléctrico Nacional

Oposição fundamentada à incidência dos encargos de regulação sobre o consumo de carregamento de instalações de armazenamento

Participante	Nenuphar Frontier, Lda. (NIPC 514431180)
Contacto	Raul Assunção, CEO – rassuncao@nenupharadvisors.com
Data	10 de Setembro de 2026
Período de consulta	10 de Julho a 10 de Setembro de 2026
Consulta	CP 142 – Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN (sector eléctrico)
Entidade promotora	ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Documentos apreciados	Documento Justificativo (Julho de 2026) e Anexo – Propostas de alteração regulamentar (MPGGS, Capítulos XX e XXVII; Regulamento Tarifário do sector eléctrico)
Classificação	Oposição fundamentada, com propostas concretas de alteração

1. Identificação do Participante

A Nenuphar Frontier, Lda. (doravante «Nenuphar» ou «Participante») é uma empresa portuguesa de desenvolvimento de projectos de energias renováveis, integrada no grupo Nenuphar Advisors, com actividade nas tecnologias de energia solar fotovoltaica, energia eólica e sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), autónomos e co-localizados, em Portugal, Espanha e outros mercados.

A Participante desenvolve e gere actualmente um portfólio de 1.175 MVA de projectos greenfield em Portugal com títulos de reserva de capacidade de injeção na rede formalizados, incluindo projectos qualificados para acordos directos com o operador da rede de transporte (REN), e cerca de 475 MVA de projectos em fase inicial em Espanha. Entre estes activos inclui-se o cluster de Vila Pouca de Aguiar, sustentado por uma capacidade de recepção de 300 MVA na RNT, com componente de armazenamento em baterias.

A Nenuphar celebrou contratos de serviços de desenvolvimento (DSA) e estruturas de co-detenção de activos com produtores independentes de energia internacionais e dispõe de capacidade interna de engenharia e desenho de projectos. É, por isso, na dupla qualidade de promotora com capacidade de rede contratada e de assessora de investidores nacionais e internacionais em armazenamento de energia que apresenta a presente participação.



2. Objecto e Posição Geral

A presente participação incide sobre o Documento Justificativo da proposta de alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN e sobre o respectivo Anexo de propostas de alteração regulamentar, colocados em consulta pública entre 10 de Julho e 10 de Setembro de 2026.

A Nenuphar reconhece a gravidade do problema que a ERSE identifica. A trajectória dos encargos de regulação para o sistema (ERS) documentada no Documento Justificativo (de 4,88 EUR/MWh em 2023 para 7,99 EUR/MWh em 2024, 13,18 EUR/MWh em 2025 e 20,26 EUR/MWh na média de Janeiro a Maio de 2026, com um máximo de 28,90 EUR/MWh em Fevereiro) e a subida do seu peso relativo de 5,2% para mais de 25% do custo da energia adquirida no mercado grossista constituem uma anomalia estrutural que exige resposta regulatória. A Participante subscreve o diagnóstico da ERSE quanto à sua causa principal: a insuficiência de instrumentos de flexibilidade num sistema crescentemente descarbonizado e com produção renovável não despachável.

A Nenuphar opõe-se, porém, frontalmente ao vector central da resposta proposta, na medida em que dela resulte a incidência de encargos adicionais sobre o consumo de carregamento de instalações de armazenamento. A posição da Participante assenta nos quatro pontos seguintes:

- Primeira: a proposta de repercutir até 40% dos ERS associados às restrições técnicas ao PDBF na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS I) faz recair sobre o consumo, por via tarifária, encargos de que o carregamento de armazenamento está hoje expressamente isento por decisão da própria ERSE (Orientação n.º 1/2026, de 27 de Janeiro). O Documento Justificativo é integralmente omissivo quanto ao armazenamento e não contém qualquer avaliação de impacto sobre esta tecnologia.
- Segunda: os custos que se pretende socializar são causados pela mobilização de centrais térmicas para resolução de restrições técnicas, ou seja, pela ausência de flexibilidade no sistema. Fazê-los recair sobre o armazenamento, que contribui para os reduzir, inverte o princípio do utilizador-pagador que a própria ERSE invoca na nota 6 do Documento Justificativo.
- Terceira: em paralelo, a proposta atribui às centrais de ciclo combinado a gás um desconto na tarifa de acesso às redes de gás (secção 3.4), cujo diferencial, estimado pela ERSE em 14,6 milhões de euros apenas no primeiro semestre de 2026, é facturado ao gestor global do sistema eléctrico e recuperado precisamente através da tarifa UGS I. O armazenamento passaria assim a financiar, no seu carregamento, um benefício tarifário atribuído ao seu concorrente directo no mesmo mercado de restrições técnicas.
- Quarta: o redesenho do produto de Banda de mFRR, com um lote de capacidade reservado por Áreas de Ofertas correspondentes a centrais termoeléctricas (artigo 262.º, n.º 3 [novo]) e um produto de cobertura acessível apenas a esses mesmos agentes (artigo 272.º [novo]), institui uma reserva tecnológica em favor da geração a gás, com efeitos equivalentes aos de um mecanismo de capacidade dirigido, sem que se mobilize o procedimento previsto no Capítulo IV do Regulamento (UE) 2019/943.

O efeito combinado destas três medidas é o de agravar o custo variável do armazenamento, reduzir a receita a que pode aceder nos serviços de sistema e transferir valor para a geração térmica convencional, num momento em que o Estado Português fixou, na Estratégia Nacional de Armazenamento de Energia (ENAE), metas de 6,9 GW de capacidade de armazenamento em 2030 e 9,76 GW em 2040, e em que decorre um procedimento concorrencial de atribuição de capacidade para armazenamento. A Participante não identifica no Documento Justificativo qualquer ponderação desta incoerência.



A Nenuphar não defende a manutenção do status quo. Entende que a resposta regulatória deve assentar na causalidade dos custos e não na sua diluição, e que qualquer repercussão tarifária deve excluir expressamente o consumo destinado a posterior reinjecção na rede. As propostas concretas constam do ponto 4.

3. Comentários e Propostas Específicas

3.1. Repercussão dos ERS nas tarifas de acesso às redes (secção 3.3): oposição à incidência sobre o carregamento de armazenamento

3.1.1. A proposta contraria a doutrina fixada pela própria ERSE oito meses antes

Pela Orientação n.º 1/2026, de 27 de Janeiro, a ERSE fixou o regime de aplicação dos encargos de regulação para o sistema às instalações de armazenamento, estabelecendo que o consumo de carregamento de armazenamento autónomo está isento de ERS, bem como o carregamento de armazenamento co-localizado em instalações de produção quando destinado a posterior injecção na rede. No entender da Participante, o fundamento invocado é correcto: esses consumos não constituem consumos finais, sendo apenas intermédios na cadeia de valor.

A proposta em consulta não revoga essa Orientação, mas produz o mesmo resultado por via indirecta. Ao transferir uma parcela dos ERS (até 40% da componente de restrições técnicas ao PDBF) do mecanismo de liquidação de encargos previsto no MPGGS para a parcela I da tarifa UGS do ORT, a ERSE muda o veículo de recuperação de um encargo cuja natureza material se mantém. A tarifa UGS incide sobre a energia retirada da rede, sendo facturada ao carregamento de armazenamento como a qualquer outro consumo.

O resultado é que um encargo de que o armazenamento está isento por decisão expressa da ERSE passa a ser-lhe cobrado por outra via, sem que a Orientação n.º 1/2026 seja revista, revogada ou sequer mencionada. Acresce que o armazenamento autónomo já suporta ERS na injecção, nos termos da mesma Orientação. Cobrar encargos da mesma natureza também na carga configura a dupla penalização que a ENAE (medida 3.3.2) se propõe eliminar.

A Participante regista, com preocupação, que o Documento Justificativo não contém qualquer referência ao armazenamento de energia. Uma proposta que altera a base de incidência de encargos da ordem das centenas de milhões de euros anuais deve, no mínimo, identificar as tecnologias afectadas e quantificar o impacte sobre cada uma.

3.1.2. Inversão do princípio da causalidade dos custos

A nota 6 do Documento Justificativo invoca expressamente o princípio do utilizador-pagador para justificar que a produção não habilitada suporte encargos com a BaFRR e a Banda diária de mFRR. A Participante subscreve este princípio e opõe-se, por essa razão, à sua inversão no ponto 3.3.

Os encargos que se pretende repercutir na UGS I são, na própria caracterização da ERSE, encargos com restrições técnicas ao PDBF, decorrentes da mobilização de centrais de ciclo combinado a gás em regime de backup e da insuficiência de instrumentos de flexibilidade. O armazenamento não é causa destes custos. Num sistema com penetração renovável elevada, é o recurso que os reduz, na medida em que desloca energia dos períodos de excedente para os períodos de escassez, fornece rampa e reserva em tempo real, permite gestão local de trânsito e reduz a necessidade de mobilização térmica em sede de restrições. Um sistema de 100 MW/4h que descarrega no período de ponta substitui, no limite, a mobilização de capacidade térmica equivalente no processo de RT PDBF.



Sob o princípio da causalidade, o tratamento tarifário correcto do armazenamento nesta rubrica deve ser o de recurso mitigador e não o de contribuinte líquido. A proposta produz o efeito inverso: agrava o custo variável do recurso que contribui para reduzir esses custos, à medida que estes aumentam, do que resulta um sinal económico invertido.

3.1.3. Quantificação indicativa do impacte

O Documento Justificativo não quantifica o efeito unitário da medida. A partir dos valores nele publicados, a Participante apresenta a seguinte estimativa indicativa, assente em pressupostos explícitos e que se solicita à ERSE que confirme ou corrija:

- Tomando os encargos com RT PDBF de 2025 (357,2 milhões de euros) e a integração de 40% proposta como limite, o montante a recuperar pela UGS I seria da ordem de 143 milhões de euros por ano.
- Considerando o consumo de energia eléctrica em Portugal continental em 2025 (53,1 TWh, dados REN), a medida representa um acréscimo da ordem de 2,5 a 3 EUR/MWh na tarifa aplicável à energia retirada da rede. A tranche de cerca de 25% prevista para o quarto trimestre de 2026 (cerca de 22 milhões de euros, segundo a ERSE) corresponde já a um acréscimo da ordem de 1,7 EUR/MWh nesse trimestre.
- Para um sistema de armazenamento de 100 MW/4h com 300 ciclos equivalentes anuais (ou seja, cerca de 120 GWh descarregados e cerca de 133 GWh carregados, a um rendimento de ida e volta de 90%), o encargo adicional situa-se entre 330 e 400 mil euros por ano, aplicado directamente sobre a margem de arbitragem, sem qualquer contrapartida de serviço prestado ou de custo de rede causado.

O valor é material na economia do projecto. Num activo cuja tese de investimento assenta em spreads intradiários de poucas dezenas de euros por MWh e cujo custo nivelado é sensível ao custo variável de carregamento, um encargo desta ordem é directamente subtraído ao EBITDA e, por via do rácio de cobertura do serviço da dívida exigido pelos financiadores, traduz-se numa redução mais que proporcional da capacidade de alavancagem. Acresce o efeito de risco regulatório: um encargo cujo valor é fixado anualmente e sujeito a ajustamentos de t-1 e t-2 não é modelável em horizonte de 15 a 20 anos e será tratado pelos financiadores como risco não mitigável, com reflexo no prémio exigido.

3.1.4. Enquadramento no direito da União

O artigo 18.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2019/943 estabelece que os encargos de acesso às redes devem ser reflectivos dos custos, transparentes, não discriminatórios e que «não devem discriminar, positiva ou negativamente, o armazenamento de energia ou a agregação, nem criar desincentivos à autoprodução, ao autoconsumo ou à participação na resposta da procura». O mesmo preceito determina que tais encargos não devem incluir custos não relacionados que sustentem objectivos de política não conexos.

A Participante solicita à ERSE que fundamente expressamente a compatibilidade da proposta com este preceito, em dois planos: (i) a reflectividade de custos, uma vez que os encargos com restrições técnicas ao PDBF não são causados pelo carregamento de armazenamento, o qual tipicamente ocorre em períodos de excedente renovável e de menor congestionamento; e (ii) a não discriminação, uma vez que a proposta onera o armazenamento enquanto, na secção 3.4, atribui um benefício tarifário à tecnologia concorrente.

Recorda-se ainda que o artigo 3.º, alínea j), do mesmo Regulamento consagra que a produção segura e sustentável, o armazenamento de energia e a resposta da procura participam no mercado em pé de igualdade, e que a proposta legislativa da Comissão Europeia de 17 de Julho de 2026 sobre tarifas de rede e facturas de electricidade reafirma que os encargos de rede aplicáveis a instalações de armazenamento não devem



desincentivar o armazenamento e que os Estados-Membros devem evitar a dupla cobrança. Portugal não deve introduzir, em Outubro de 2026, um encargo que a evolução do quadro europeu aponta no sentido de eliminar.

3.1.5. Incoerência com a política nacional de armazenamento

A ENAE, colocada em consulta pública pela DGEG em Agosto e Setembro de 2026, fixa metas de 6,9 GW em 2030 e 9,76 GW em 2040 e identifica, na medida 3.3.2, a clarificação do regime tarifário do armazenamento e a eliminação da dupla penalização como condição de concretização dessas metas. As metas implicam instalar cerca de 3 GW de baterias estacionárias até 2030, a partir de uma base praticamente nula.

Os promotores que participam nos procedimentos concorrenciais de atribuição de capacidade em curso tomarão decisões finais de investimento em 2027 e 2028. Introduzir agora, por via regulamentar e sem período de transição, um encargo novo e variável sobre o carregamento é incompatível com a estabilidade regulatória que essas decisões exigem. A Participante sublinha o precedente do leilão de 2020, realizado há seis anos, que atribuiu 670 MVA de capacidade com soluções de armazenamento sem que qualquer projecto tenha sido construído: a capacidade atribuída converte-se em activos instalados apenas quando o quadro económico e regulatório é financiável.

3.1.6. Efeito sobre o sinal de preço e sobre o investimento em flexibilidade

O objectivo declarado da medida é reduzir a volatilidade suportada pelos comercializadores. A Participante observa que a medida não reduz a volatilidade: transfere-a do preço para a tarifa e do curto prazo para os ajustamentos tarifários de t-1 e t-2. O custo mantém-se, alterando-se apenas o seu titular e o momento em que é suportado.

O efeito colateral é, porém, estrutural. O sinal de preço dos ERS é hoje o principal indicador económico de que o sistema carece de flexibilidade, e é esse sinal que sustenta a tese de investimento em armazenamento e em resposta da procura. Diluí-lo numa tarifa uniforme aplicada a toda a base de consumo elimina o incentivo à resposta e ao investimento que reduziria o custo na origem. A medida actuaría assim sobre a volatilidade sentida pelos comercializadores sem corrigir a escassez de flexibilidade que lhe está na origem.

Se a ERSE mantiver o objectivo de estabilização, a Participante propõe que o instrumento seja o produto de cobertura em mercado a prazo (secção 3.2), aberto a todos os prestadores de flexibilidade, e não a socialização tarifária. O produto de cobertura preserva o sinal de preço e transfere o risco por via de mercado, que é a solução conforme ao desenho de mercado europeu.

3.2. Desconto na tarifa de acesso às redes de gás às centrais de ciclo combinado (secção 3.4)

A ERSE propõe que, para efeitos de aplicação das TAR de gás, as mobilizações realizadas no processo de resolução das RT PDBF tenham por base a opção tarifária de longas utilizações, sem multiplicador, e que o diferencial de receita seja facturado pelo operador da RNTG ao gestor global do sistema eléctrico, sendo considerado custo da actividade de gestão global do sistema e recuperado pela tarifa UGS I.

A Participante opõe-se a esta construção pelas seguintes razões:

- Transferência sectorial expressa: a ERSE estima em 14,6 milhões de euros o valor indicativo apenas para o primeiro semestre de 2026 (9 milhões no primeiro trimestre e 5,6 milhões no segundo). Anualizado, o valor é da ordem de 25 a 30 milhões de euros de benefício atribuído a um conjunto restrito de centrais térmicas a gás, suportado pela generalidade dos consumidores de electricidade através da UGS I.



- Assimetria tecnológica: nenhuma medida equivalente é proposta para o armazenamento, para a resposta da procura ou para a produção renovável. O armazenamento não beneficia de qualquer redução do custo de acesso às redes quando mobilizado para o mesmo fim, a resolução de restrições técnicas, apesar de prestar o mesmo serviço com emissões nulas no ponto de utilização.
- Efeito circular: por força da proposta da secção 3.3, o carregamento de armazenamento passaria a contribuir, via UGS I, para o financiamento do desconto tarifário atribuído à tecnologia com que compete directamente no mercado de restrições técnicas. Trata-se de uma subsidiação cruzada de sentido inverso ao da política energética nacional e europeia.
- Qualificação jurídica: uma vantagem económica selectiva, atribuída por via regulatória a um grupo identificável de operadores e financiada por recursos tarifários, suscita questões de auxílio de Estado que devem ser expressamente ponderadas e fundamentadas no relatório final da consulta.

A Participante propõe, em alternativa, que o eventual reconhecimento de custos de acesso a redes em sede de resolução de restrições técnicas seja construído de forma neutra do ponto de vista tecnológico, aplicável a qualquer recurso mobilizado no mesmo processo, e que o respectivo custo não seja recuperado por rubrica tarifária que incida sobre o carregamento de armazenamento.

3.3. Redesenho do produto de Banda de mFRR e reserva de capacidade a favor da geração térmica (artigos 262.º, 272.º e 279.º)

O Anexo introduz um novo n.º 3 no artigo 262.º, permitindo à ERSE estabelecer, na convocatória de cada leilão, o volume de capacidade aberto à licitação exclusivamente por Áreas de Ofertas correspondentes a centrais termoeléctricas participantes no processo de resolução de restrições técnicas. O novo artigo 272.º restringe o produto de cobertura a essas mesmas Áreas de Ofertas. O novo artigo 279.º estabelece penalidades associadas à cobertura de combustível e licenças de emissão de CO₂.

O conjunto configura, na apreciação da Participante, um lote de capacidade reservado a centrais de ciclo combinado a gás, com receita de banda garantida por leilão e acesso exclusivo a um instrumento de cobertura de receitas. Independentemente da designação adoptada, os efeitos económicos são os de um mecanismo de capacidade dirigido a uma tecnologia. A Participante solicita à ERSE que esclareça:

- A compatibilidade da reserva de volume com o artigo 3.º, alínea j), do Regulamento (UE) 2019/943, que impõe a participação em pé de igualdade da produção, do armazenamento e da resposta da procura, e com as regras de contratação de reservas de balanço em base de mercado e não discriminatória.
- A razão pela qual a firmeza exigida ao lote é definida por referência à tecnologia (Áreas de Ofertas de centrais termoeléctricas) e não por critérios técnicos neutros (disponibilidade, tempo de resposta, duração energética garantida, factores de de-rating), que um sistema de armazenamento com duração certificada satisfaz.
- A articulação com o Capítulo IV do Regulamento (UE) 2019/943, relativo à adequação dos recursos e aos mecanismos de capacidade, incluindo a avaliação europeia de adequação, o carácter de último recurso e o padrão de desempenho em matéria de emissões.
- O conteúdo da Directiva a que remete o artigo 272.º [novo], identificada no Anexo apenas como «Directiva XX». A quantidade de capacidade a disponibilizar no produto de cobertura é parâmetro essencial do desenho e não está em consulta, o que impede os interessados de se pronunciarem sobre o seu efeito. Solicita-se que o projecto dessa Directiva seja colocado em consulta pública autónoma antes da sua aprovação.



A Participante regista igualmente que o Anexo contém duas remissões não resolvidas («Erro! A origem da referência não foi encontrada.») no artigo 257.º, alínea j)), e uma referência à «Consulta Pública n.º 143» no ponto 1 do documento, matérias formais cuja correcção se solicita na versão final.

3.4. Estabilidade tarifária e ajustamento provisório de t-1 (artigo 114.º do Regulamento Tarifário)

A proposta transforma o ajustamento de t-1 dos desvios provisórios dos custos com capital afectos à gestão do sistema num ajustamento provisório integral da parcela dos custos de gestão do sistema. A Participante compreende a finalidade de reduzir o desfasamento temporal entre custos reais e previsões, mas observa que, ao integrar na UGS I uma rubrica cuja variabilidade interanual é da ordem de grandeza documentada pela própria ERSE (62% dos proveitos de UGS em 2024, 231% em 2025 e 145% nos primeiros cinco meses de 2026), a consequência será uma tarifa UGS estruturalmente instável.

Para o investimento em activos de longa vida útil, a previsibilidade da TAR é um pressuposto de financiabilidade. A Participante propõe, caso a repercussão avance, que se estabeleça um limite máximo anual de variação da componente de ERS na UGS I (cap com diferimento do excedente), publicado ex ante, e que a metodologia de estimativa prospectiva e os desvios apurados sejam objecto de publicação trimestral desagregada.

3.5. Relé de deslastre por frequência – artigo 257.º, alínea k)

A nova alínea k) do artigo 257.º impõe às instalações consumidoras que prestam Banda de mFRR a instalação de relé de deslastre por frequência, constituindo-as em escalão de deslastre prévio ao do restante consumo. A Participante solicita esclarecimento quanto à aplicação desta obrigação a instalações de armazenamento em modo de carregamento e propõe que se clarifique que um sistema de armazenamento capaz de interromper ou inverter a sua carga por comando em tempo real cumpre a finalidade da norma sem necessidade de deslastre físico, bem como que a colocação em escalão prévio não prejudica a remuneração do serviço nem a elegibilidade do activo para outros produtos.

3.6. Projecto-piloto de metodologias avançadas de gestão de restrições técnicas (secção 3.5)

A Participante apoia expressamente esta medida e considera-a a componente da proposta com melhor relação entre custo e efeito sobre os ERS. A gestão dinâmica das redes, a análise probabilística de trânsitos e a optimização estocástica da topologia actuam sobre a causa dos custos e não sobre a sua distribuição. Propõe-se que o projecto-piloto seja lançado com calendário e critérios públicos, que os resultados sejam publicados, e que integre expressamente a avaliação do contributo do armazenamento distribuído pela rede para a redução dos volumes de RT PDBF, incluindo a valorização de sinais locais.

4. Síntese das Propostas

N.º	Matéria	Proposta da Nuphar
P1	3.3 – Repercussão nas TAR	Exclusão expressa, no Regulamento Tarifário, da energia retirada da rede por instalações de armazenamento para posterior reinjecção, do âmbito de incidência da componente de ERS repercutida na UGS I, em coerência com a Orientação n.º 1/2026 da ERSE.
P2	3.3 – Segurança jurídica	Consagração do princípio do consumo intermédio no Regulamento Tarifário e não apenas em Orientação, definindo que o carregamento de armazenamento não é consumo final para efeitos de incidência de encargos de sistema.



N.º	Matéria	Proposta da Nenuphar
P3	3.3 – Base de incidência	Caso se mantenha alguma incidência, que esta se apure sobre a posição líquida da instalação de armazenamento no período de liquidação e não sobre a energia bruta de carregamento.
P4	3.3 – Armazenamento co-localizado	Tratamento simétrico do armazenamento co-localizado que carrega a partir da rede com destino a posterior reinjeção, evitando discriminação entre configurações autónoma e híbrida.
P5	3.3 – Faseamento	Suspensão da tranche prevista para o quarto trimestre de 2026 até à publicação de avaliação de impacte sobre o investimento em flexibilidade e à definição do mecanismo de capacidade; em alternativa, phase-in com cap anual de variação publicado ex ante.
P6	3.4 – TAR de gás	Rejeição da recuperação do diferencial tarifário do gás pela UGS I; se mantida, neutralidade tecnológica do mecanismo e exclusão do carregamento de armazenamento da respectiva base de incidência, com ponderação expressa de auxílio de Estado.
P7	Artigos 262.º e 272.º – BmFRR	Eliminação da reserva de volume por Áreas de Ofertas de centrais termoelétricas e abertura do lote de firmeza e do produto de cobertura a todos os recursos, com critérios técnicos neutros (disponibilidade, tempo de resposta, duração garantida, de-rating).
P8	Artigo 272.º – Diretiva XX	Colocação em consulta pública autónoma do projecto de Diretiva que fixará a capacidade a disponibilizar no produto de cobertura, por se tratar de parâmetro essencial do desenho.
P9	Artigo 114.º – Estabilidade	Cap anual de variação da componente de ERS na UGS I, com diferimento do excedente, e publicação trimestral desagregada da estimativa prospectiva e dos desvios apurados.
P10	Causalidade e simetria	Reconhecimento tarifário do contributo do armazenamento para a redução dos custos de RT PDBF, através de sinal locacional ou de crédito de flexibilidade, como contrapartida de qualquer repercussão de custos de restrições no consumo.
P11	Artigo 257.º, al. k)	Clarificação da aplicação do requisito de relé de deslastre a instalações de armazenamento em carregamento, admitindo o comando em tempo real como equivalente funcional.
P12	Secção 3.5 – Projecto-piloto	Apoio expresso, com calendário e critérios públicos, publicação de resultados e avaliação do contributo do armazenamento distribuído para a redução dos volumes de RT PDBF.

5. Publicação e Disponibilidade

A Nenuphar autoriza a publicação integral da presente participação no relatório de encerramento da Consulta Pública n.º 142, não sendo solicitada confidencialidade quanto a qualquer dos seus elementos.

A Participante manifesta a sua inteira disponibilidade para colaborar com a ERSE no aprofundamento das matérias suscitadas, designadamente na quantificação do impacte da repercussão tarifária sobre o investimento em armazenamento, na definição de critérios técnicos neutros de firmeza para os produtos de banda e cobertura, e na articulação do regime tarifário do armazenamento com as metas da Estratégia Nacional de Armazenamento de Energia.

Nenuphar Frontier, Lda.

CEO

[Dados Pessoais](#)