



Comentários à Consulta Pública 142 – Alteração do quadro regulatório dos encargos de regulação no SEN (ERSE)

10 de setembro de 2026

Índice

1.	Nota Introdutória	2
2.	Comentários Gerais	5
2.1.	Necessidade de Compensação dos Sobrecustos Incorridos	5
3.	Comentários em sede da Consulta Pública	10
3.1.	Redesenho do Produto de Banda de mFRR	10
3.2.	Produto de Cobertura dos Encargos de Sistema	10
3.3.	Repercussão dos Custos de Restrições Técnicas nas Tarifas de Acesso às Redes	11
3.4.	Tarifas de Acesso à Rede de Gás Aplicáveis às Centrais de Ciclo Combinado Mobilizadas por Restrições Técnicas	17
3.5.	Projeto-Piloto de Metodologias Avançadas de Identificação e Resolução de Restrições Técnicas	17
4.	Notas finais	18

1. Nota Introdutória

- I. A Iberdrola reconhece e valoriza a iniciativa da ERSE de promover uma reflexão regulatória sobre a evolução dos Encargos de Regulação para o Sistema (ERS), cuja dimensão, volatilidade e imprevisibilidade se agravaram significativamente nos últimos anos, em particular após o apagão ibérico de 28 de abril de 2025 e a Tempestade Kristin, ocorrida no dia 28 de janeiro de 2026, que causou danos severos e interrupções generalizadas na rede nacional de transporte e distribuição.
- II. O apagão ibérico e, subsequentemente, a Tempestade Kristin agravaram de forma sucessiva os ERS a partir de 28 de abril de 2025, sendo ambos reconhecidos pela própria ERSE como fatores extraordinários que impuseram a revisão do quadro dos encargos de sistema. Estes encargos, tradicionalmente encarados como uma componente relativamente estável e previsível da estrutura de custos da energia elétrica, podem ser significativamente impactados por fatores externos e extraordinários. Tal circunstância gera níveis acrescidos de imprevisibilidade para os comercializadores, que passam a suportar riscos económicos associados a eventos que não têm origem na sua atividade nem se encontram sob a sua esfera de controlo ou mitigação.
- III. A própria consulta pública reconhece que **os custos associados às restrições técnicas passaram a assumir um peso estruturalmente relevante na formação do custo final da eletricidade e que os mecanismos atualmente existentes não são adequados para acomodar esta nova realidade.**
- IV. A Iberdrola considera positiva a intenção da ERSE de reduzir a volatilidade dos encargos de sistema e de criar mecanismos que promovam maior previsibilidade dos custos suportados pelos agentes de mercado. Contudo, **entende que as medidas propostas na presente consulta pública não resolvem integralmente os efeitos económicos futuros e os já**

produzidos por circunstâncias extraordinárias e de natureza sistémica que afetaram o SEN desde abril de 2025.

V. Neste sentido, a Iberdrola defende que:

- a. Os custos extraordinários resultantes das medidas de segurança adotadas após o apagão ibérico e agravados pela Tempestade Kristin **não podem ser considerados parte integrante do risco normal da atividade de comercialização.**
- b. Em coerência, as medidas de mitigação devem assegurar uma **compensação suficiente dos sobrecustos extraordinários efetivamente incorridos e não recuperados pelos comercializadores desde abril de 2025.**
- c. A repercussão tarifária dos custos associados às restrições técnicas **após a publicação do PDBF** constitui uma **medida positiva, embora não suficiente**, para mitigar a volatilidade dos ERS suportados pelos comercializadores, reconhecendo a natureza predominantemente sistémica destes custos e contribuindo para uma maior previsibilidade regulatória. **Não obstante**, a Iberdrola considera que:
 - i. A extensão deste mecanismo a outras componentes dos ERS, deverá igualmente ser objeto de avaliação e consideração, por parte da ERSE. Com efeito, **os custos associados às restrições técnicas após o PDVD e após o PF, bem como determinados custos enquadrados como “outros serviços de sistema”, são também influenciados, total ou parcialmente, por necessidades de gestão operacional e resolução de constrangimentos da rede.** Nesta medida, importa avaliar se o racional subjacente à repercussão tarifária dos custos decorrentes das restrições técnicas após o PDBF poderá ser, total ou parcialmente, aplicável a

estas componentes, sem prejuízo da preservação de sinais económicos eficientes nos mercados de ajustamento e balanço.

- ii. Adicionalmente, solicitamos à ERSE que **esclareça quais os componentes que estão incluídos na rubrica de “outros serviços de sistema”**. Este esclarecimento é particularmente relevante tendo em conta o aumento significativo dos custos desta componente nos últimos meses e o seu contributo para a volatilidade dos ERS.
- iii. De acordo com a proposta submetida a consulta pela ERSE, a repercussão dos ERS nas rubricas tarifárias é apenas parcial, encontrando-se limitada a 25% no último trimestre de 2026 e a 40% a partir do início de 2027. A Iberdrola considera que os custos associados às restrições após o PDBF, após o PDVD, após o PF e de “outros serviços de sistema” devem ser **integralmente refletidos nas tarifas aplicáveis**, uma vez que decorrem diretamente da gestão operacional do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Trata-se de custos de natureza eminentemente sistémica, exógenos à atividade de comercialização e não suscetíveis de serem influenciados pelos agentes de mercado. A sua repercussão integral constitui, por isso, uma condição necessária para assegurar uma adequada alocação de custos, **preservar os princípios da neutralidade regulatória e evitar a transferência indevida de encargos para atividades que não lhes dão origem**. De salientar que este modelo beneficiaria o consumidor final, na medida em que evitaria os prémios de risco das comercializadoras e permitiria à ERSE utilizar mecanismos de diluição dos custos que as

comercializadoras não dispõem, designadamente o deferimento por diversos exercícios tarifários.

- d. Adicionalmente, a Iberdrola defende que a **repercussão tarifária das restrições técnicas e de “outros serviços de sistema” deve ser implementada de forma integral (100%) desde o exercício tarifário de 2027**. A adoção de soluções parciais ou faseadas prolongaria a exposição dos comercializadores a custos que não se encontram sob a sua esfera de controlo nem podem ser eficazmente cobertos através dos instrumentos tradicionais de gestão de risco. A implementação integral desde 2027 permitirá assegurar uma alocação mais eficiente dos custos sistémicos, reduzir a volatilidade dos ERS e reforçar a previsibilidade regulatória, em benefício não só dos comercializadores, mas também dos consumidores finais, através da preservação de ofertas de fornecimento de energia mais estáveis e competitivas.
- e. As iniciativas destinadas a reduzir estruturalmente os custos de operação do sistema devem ser acompanhados de mecanismos transparentes de monitorização e avaliação dos seus resultados.

2. Comentários Gerais

2.1. Necessidade de Compensação dos Sobrecustos Incorridos

- VI. Os encargos associados aos serviços de sistema, e em particular aqueles decorrentes das restrições técnicas adotadas para assegurar a segurança e estabilidade do SEN, assumiram nos últimos anos uma dimensão excecional e estruturalmente distinta daquela que pode razoavelmente ser considerada como parte integrante do risco normal da atividade de comercialização de energia elétrica.

- VII. Com efeito, na sequência do **apagão ocorrido na Península Ibérica em 28 de abril de 2025**, os operadores do sistema implementaram um conjunto de medidas extraordinárias de exploração da rede, reforçando as necessidades de reserva, os mecanismos de controlo operacional e as restrições técnicas destinadas a garantir a segurança e resiliência do sistema elétrico. Estas medidas, originaram um aumento muito significativo dos custos de sistema suportados pelos agentes de mercado, em particular pelos comercializadores.
- VIII. Importa sublinhar que tais encargos não resultaram de quaisquer decisões comerciais, operacionais ou de gestão de risco imputáveis aos comercializadores, antes constituindo uma consequência direta de circunstâncias extraordinárias e exógenas, associadas à gestão da segurança do sistema elétrico. Nestes termos, **não pode considerar-se que os custos daí decorrentes integrem o risco empresarial normal da atividade de comercialização, uma vez que se trata de custos de natureza sistémica, determinados por fatores externos e inteiramente fora da esfera de controlo dos agentes afetados.**
- IX. Acresce que, após o apagão ibérico, Portugal foi novamente confrontado com a **Tempestade Kristin**, evento meteorológico extremo que afetou a rede elétrica nacional numa magnitude sem precedentes recentes, provocando perturbações relevantes na infraestrutura elétrica, condicionamentos operacionais e a necessidade de adoção de medidas extraordinárias de gestão da rede por parte do operador de rede. Tal situação agravou novamente os encargos associados aos serviços de sistema e às restrições técnicas, prolongando um contexto de custos anormalmente elevados que se encontrava já muito para além do horizonte previsível considerado pelos agentes de mercado aquando da definição das suas estratégias comerciais.
- X. É igualmente relevante notar que os desvios observados entre os custos efetivamente verificados e aqueles considerados nas projeções e

estimativas regulatórias demonstram que a dimensão destes encargos não era razoavelmente previsível. A própria ERSE reconheceu desvios relevantes entre os encargos efetivamente incorridos e aqueles que haviam sido considerados nas suas estimativas tarifárias, **evidenciando que estes custos extraordinários não eram razoavelmente previsíveis**. Tal circunstância demonstra que os sobrecustos verificados após o apagão e posteriormente agravados pela Tempestade Kristin **não podem ser considerados parte integrante do risco normal da atividade de comercialização**.

- XI. A própria necessidade de adoção de medidas corretivas evidencia que os pressupostos regulatórios subjacentes à determinação dos encargos de sistema foram ultrapassados por **circunstâncias extraordinárias e excepcionais**, não razoavelmente antecipáveis pelos agentes de mercado.
- XII. O documento em consulta reconhece que a evolução do SEN exige uma crescente mobilização de recursos de curto prazo para assegurar o equilíbrio e a segurança operacional do sistema, num contexto marcado pela insuficiência dos instrumentos de flexibilidade atualmente disponíveis. Esta realidade constitui um fator estrutural de aumento da volatilidade e imprevisibilidade dos custos do lado da procura, com reflexos diretos na formação dos preços da energia. Tal volatilidade **afeta de forma particularmente gravosa os comercializadores** que assumem compromissos de fornecimento a preço fixo junto dos seus clientes, expondo-os a riscos de mercado cada vez mais difíceis de gerir e mitigar. Neste contexto, o próprio documento em consulta reconhece as dificuldades acrescidas que a atividade de comercialização enfrenta na apresentação de ofertas competitivas e sustentáveis. Em alternativa, os comercializadores poderão optar por repercutir nos clientes finais a incerteza associada à evolução dos ERS, transferindo para estes um prémio no preço pelo risco que compromete a previsibilidade dos custos de energia. Entretanto, **esta solução revela-se particularmente**

desadequada num mercado em que os consumidores tendem a privilegiar ofertas a preço fixo, valorizando a estabilidade e a previsibilidade dos encargos associados ao fornecimento de energia.

- XIII. Neste contexto, entende-se que **a limitação dos mecanismos compensatórios de forma a incluírem exclusivamente eventos e incrementos futuros não assegura uma adequada atribuição dos custos decorrentes destes acontecimentos excepcionais.** Pelo contrário, conduziria à consolidação de impactos económicos já sofridos pelos comercializadores em resultado de eventos extraordinários que em nada se relacionam com a sua atividade própria e cuja origem reside exclusivamente em fatores sistémicos e externos.
- XIV. Por esse motivo, considera-se juridicamente fundamentado e adequado do ponto de vista regulatório que **as medidas de mitigação ou compensação** assegurem a compensação suficiente dos sobrecustos incorridos desde o apagão de abril de 2025, e agravados pela Tempestade Kristin, através da aplicação do princípio da reconstituição da situação anterior calibrada pelo princípio da reparação integral (art. 562.º do Código Civil e art. 3.º da Lei n.º 67/2007). Tal solução encontra também respaldo nos **princípios da proporcionalidade, da equidade regulatória, da proteção da confiança legítima e da justiça, através da justa repartição dos custos do sistema,** evitando que um conjunto restrito de agentes suporte isoladamente encargos que foram gerados por acontecimentos extraordinários associados à segurança e estabilidade do SEN.
- XV. A ausência de um mecanismo de compensação que abranja os sobrecustos já incorridos traduzir-se-ia, na prática, na transferência integral para os comercializadores dos custos decorrentes de eventos excepcionais de natureza sistémica, criando uma **distorção regulatória incompatível com os princípios de neutralidade económica e de repartição equilibrada dos encargos que devem presidir ao funcionamento dos mercados energéticos.** Por conseguinte, a compensação dos sobrecustos

incorridos não constitui um benefício indevido para os agentes afetados, mas antes **um mecanismo de correção regulatória indispensável para repor a equidade e a coerência económica do enquadramento regulatório aplicável.**

- XVI. A Iberdrola considera necessária a criação de um **mecanismo extraordinário, transparente e assente em critérios objetivos** que permita **recuperar os sobrecustos dos ERS verificados desde o apagão ibérico de 28 de abril de 2025.** Estes sobrecustos deverão ser determinados com base na **diferença entre os custos efetivamente suportados pelos comercializadores com os ERS e os custos que foram efetivamente repercutidos nos consumidores através dos contratos de fornecimento celebrados,** reconhecendo que tais contratos foram estabelecidos com base em pressupostos de custos que não contemplavam a ocorrência de eventos extraordinários desta natureza. O mecanismo deve dirigir-se aos comercializadores que efetivamente suportaram o encargo e não o puderam repercutir, preservando a natureza especial e anormal do sacrifício suportado.
- XVII. Adicionalmente, no caso específico da **Tempestade Kristin,** entende-se que os **sobrecustos extraordinários dos ERS associados a este evento devem ser considerados parte integrante dos custos de recuperação e reconstrução da rede elétrica,** uma vez que resultaram de uma gestão excecional do sistema durante o período de reposição das infraestruturas afetadas.

3. Comentários em sede da Consulta Pública

3.1. Redesenho do Produto de Banda de mFRR

- XVIII. A proposta apresentada visa reforçar os instrumentos disponíveis para garantir a segurança e a fiabilidade da operação do sistema elétrico, através de um mecanismo específico para os ciclos combinados, o que entendemos poder ser de interesse caso o operador do sistema confirme a sua pertinência e o seu contributo significativo.

3.2. Produto de Cobertura dos Encargos de Sistema

- XIX. A Iberdrola vê de forma positiva a iniciativa de criação de instrumentos que permitam reduzir a volatilidade dos encargos associados aos serviços de sistema, sempre que exista interesse real de compra e venda para que se consiga o objetivo final da cobertura. Um ponto fundamental neste sentido é, que seja compreendido de maneira transparente e direta o *pricing* dos participantes neste mecanismo.
- XX. Na perspetiva da Iberdrola, qualquer mecanismo de cobertura associado aos agentes que tenham sido adjudicatários de BmFRR deveria abranger a totalidade dos componentes que integram o custo dos ERS. Uma cobertura parcial reduziria significativamente a utilidade do produto para os agentes comercializadores, uma vez que não permitiria gerir adequadamente a exposição ao custo real dos ERS.
- XXI. A página 12 da proposta do documento justificativo parece apontar nesse sentido, ao estabelecer que a liquidação das posições é efetuada com base num cálculo da REN relativo à referência ERS. No entanto, não é claro quais os componentes que integrarão essa referência, nem se são eliminados os riscos e incertezas, que possam comprometer a eficácia do mecanismo. **Neste sentido, considera-se que a formação do preço do produto é complexa, quer do lado da oferta quer do lado da procura, pelo**

que será importante assegurar um desenho robusto do mecanismo que garanta a sua eficácia, transparência e adequada sinalização económica.

3.3. Repercussão dos Custos de Restrições Técnicas nas Tarifas de Acesso às Redes

- XXII. A proposta da ERSE submetida a consulta pública contempla a repercussão parcial dos ERS nas TAR, de modo a acomodar por essa via a incerteza e volatilidade que se vem observando nos ERS.
- XXIII. Sustenta a ERSE com base na comparação internacional vertida no relatório da ACER, que existem um número não negligenciável de países em que as rubricas de custos de serviços de sistema têm repercussão nas tarifas recuperadas pelos ORT ou ORD.
- XXIV. Neste contexto, a ERSE propõe concretamente uma repercussão estrutural de parte dos ERS nas TAR, designadamente a componente de encargos decorrentes de processos de resolução de restrições técnicas, em mercado, após publicação do PDBF.
- XXV. Do documento justificativo resulta ainda que esta foi a componente que mais se agravou no passado recente e que isso resultou das medidas de contingência adotadas pelo gestor global do SEN para assegurar a segurança do abastecimento.
- XXVI. Neste contexto, lê-se no documento a que aludimos, que sendo estes encargos dependentes de restrições técnicas de rede pode-se justificar tratar-se de um custo de rede e, portanto, a sua alocação ser efetuada através das TAR.
- XXVII. Assim, e com fundamento nos proveitos estimados, a ERSE defende cautela na repercussão dos ERS em rubricas tarifárias e sustenta a repercussão apenas parcial, propondo concretamente:

- a. a integração de até 40% dos ERS associados às RT PDBF, estimados para cada ano;
 - b. já no último trimestre de 2026, se possam repercutir cerca de 25% dos encargos que se venham a estimar para esse período (considerando os valores das RT PDBF em 2025, este valor seria cerca de 22 milhões de euros).
- XXVIII. Com o devido respeito, sempre se dirá que este cenário não permitirá um equilíbrio financeiro entre os agentes e a necessária neutralidade concorrencial.
- XXIX. Com efeito, e em linha com os princípios referidos, a Iberdrola discorda da proposta apresentada pela ERSE e entende que deveriam ser repassados **totalmente os custos com as restrições após o PDBF, após o PDVD e após o PF bem como determinados custos enquadrados como “outros serviços de sistema”**, na medida em que resultem da resolução de restrições técnicas e de necessidades operacionais da rede, devem igualmente ser reconhecidos como custos de natureza sistémica e, por conseguinte, objeto de repercussão tarifária.
- XXX. Efetivamente, a própria ERSE não circunscreve a problemática da volatilidade dos custos dos serviços de sistema a uma tipologia específica de restrições técnicas, reconhecendo antes que a crescente necessidade de recurso a produtos e mecanismos de curto prazo constitui um dos principais fatores de imprevisibilidade e volatilidade dos custos do sistema. Neste contexto, e atendendo à forte interligação existente entre as restrições técnicas após PDBF, após PDVD e após PF, diferenciada das decisões de balanço e entendemos que as mesmas são devidamente classificadas pelo operador do sistema em função da contingência analisada, justifica-se que a totalidade dos ERS associados às restrições técnicas beneficie de um tratamento regulatório consistente, permitindo mitigar adequadamente os impactos de custos associada a problemas

específicos da rede que apresentam uma natureza predominantemente sistémica e exógena à atividade de comercialização.

- XXXI. Este modelo beneficiaria o consumidor final, na medida em que evitaria inconsistências entre segmentos interrelacionados e os prémios de risco das comercializadoras, permitindo à ERSE utilizar mecanismos de diluição dos custos que as comercializadoras não dispõem, designadamente o deferimento por diversos exercícios tarifários.
- XXXII. Ademais, como se sabe, as comercializadoras de energia têm vindo a suportar perdas significativas nos contratos de fornecimento a preço fixo (onde não se pode adicionar nenhum componente adicional), em resultado da evolução dos custos de aquisição de energia e dos desvios entre os pressupostos considerados aquando da contratação e a realidade observada.
- XXXIII. Neste contexto, suscita dúvidas a proposta de redução de 40% do mecanismo em causa. Não nos parece adequado assumir que os comercializadores dispõem de capacidade ilimitada para absorver impactos financeiros adicionais sem consequências para o funcionamento eficiente do mercado. **A transferência destes custos para as contas de resultados dos comercializadores pode comprometer a sustentabilidade económica da atividade e desincentiva a oferta de soluções de preço fixo aos consumidores.**
- XXXIV. Entendemos que a socialização destes encargos através dos mecanismos tarifários do SEN constitui uma solução mais equilibrada do que a sua imputação direta aos comercializadores, tanto mais que esta metodologia implicou perdas significativas, as quais urge corrigir.
- XXXV. Adicionalmente, consideramos que a ERSE e a REN dispõem de melhores condições e de maior acesso à informação sistémica para produzir estimativas robustas e fiáveis dos encargos em causa. Caso essas estimativas sejam adequadamente fundamentadas, não vemos razões

para concluir que tal abordagem possa comprometer de forma material o equilíbrio do défice tarifário.

- XXXVI. Em suma, a manutenção da proposta nos termos apresentados poderá não retirar a pressão financeira sobre os comercializadores, em particular sobre aqueles com uma carteira relevante de contratos a preço fixo, com potenciais impactos negativos na concorrência e no normal funcionamento do mercado retalhista de energia.
- XXXVII. Pelo contrário, uma abordagem que acomode estes custos no âmbito dos mecanismos tarifários revela-se mais equilibrada e alinhada com os objetivos de estabilidade e eficiência do setor elétrico.
- XXXVIII. Importa, a este propósito, esclarecer e fundamentar aqui **o mecanismo económico subjacente** a esta proposta. A repercussão integral dos ERS associados às restrições técnicas nas TAR não representa a criação de um custo novo para o consumidor final, mas uma realocação entre componentes da mesma fatura. Ao deixar de recair sobre os comercializadores o encargo dos ERS, reduz-se a componente de energia, uma vez que deixa de ser necessário incorporar nas ofertas o prémio de risco destinado a cobrir a volatilidade destes encargos, ao mesmo tempo que as TAR sobem em proporção aproximada. O efeito líquido para o consumidor final é, assim, tendencialmente neutro no imediato e favorável no médio prazo, na medida em que a estabilização do sinal de preço permite ofertas a preço fixo mais competitivas e sustentáveis. Não está em causa, por conseguinte, um choque tarifário, **mas a transferência de um encargo de natureza sistémica para o veículo tarifário que lhe corresponde.**
- XXXIX. Esta realocação tem ainda a vantagem de situar o encargo no plano em que pode ser gerido. Os comercializadores, em especial os que assumiram compromissos de fornecimento a preço fixo anteriores a 28 de abril de 2025, não dispõem de instrumentos para diluir no tempo nem para repercutir nos clientes os ERS, pelo que qualquer parcela não repercutida

se traduz diretamente numa perda na respetiva conta de resultados. A ERSE e a REN dispõem, ao invés, dos mecanismos de recuperação diferida próprios do sistema tarifário, designadamente o deferimento por vários exercícios e o ajustamento provisório de t-1 previsto no artigo 114.º do Regulamento Tarifário. Nesta medida, um eventual desvio entre os ERS estimados e os efetivamente incorridos deve ser acomodado no âmbito do défice tarifário, e não na conta de resultados dos comercializadores, uma vez que tal desvio resulta da gestão do sistema e não de decisões que aos comercializadores caiba controlar ou repassar. Aqui se sustenta, do ponto de vista jurídico e económico, a repercussão integral (100%) com diluição temporal, em detrimento da repercussão meramente parcial de 40% que a proposta contempla.

- XL. Sendo certo que, as medidas não constituem um benefício indevido para os agentes afetados, mas antes um **mecanismo de correção regulatória indispensável para repor a equidade e a coerência económica do enquadramento regulatório aplicável.**
- XLII. Neste contexto acresce ainda sublinhar a assimetria entre o mercado livre e o comercializador de último recurso. O mecanismo vigente de imputação dos ERS gerou uma assimetria relevante. O comercializador de último recurso repercute os ERS nos preços regulados, ao passo que o comercializador de mercado livre, vinculado a contratos de preço ou encargo fixo anteriores a 28 de abril de 2025, suportou o sobrecusto sem o poder repassar. Daqui resultou um sacrifício desigual e uma distorção concorrencial que o quadro regulatório deve corrigir, dirigindo a compensação a quem efetivamente suportou o encargo.
- XLII. Ademais, a alocação dos custos do sistema deve respeitar os princípios da reflexão de custos, da verdade tarifária e da não discriminação (art. 18.º do Regulamento (UE) 2019/943, DL 15/2022 e Regulamento Tarifário), bem como o princípio do utilizador-pagador que a própria ERSE convoca no documento em consulta.

- XLIII. Os sobrecustos extraordinários de segurança e de reforço da operação não são causados pela procura, pelo que a sua imputação uniforme à procura, e em especial a sua concentração nos comercializadores de mercado livre, deve ser corrigida.
- XLIV. Solicita-se ainda à ERSE que identifique, segregue e publique a componente extraordinária dos ERS imputável à operação reforçada adotada na sequência do apagão de 28 de abril de 2025 e, separadamente, a associada à Tempestade Kristin, por período. Esta transparência é indispensável a uma justa repartição dos custos e ao controlo público da sua formação.
- XLV. Dito isto, a Iberdrola formula **os presentes comentários num espírito de cooperação institucional com a ERSE e com o propósito de contribuir para um quadro regulatório mais equilibrado, transparente, estável e previsível.**
- XLVI. O acolhimento da solução de repercussão tarifária, entendida como mecanismo de estabilização e de recuperação diferida de custos, não envolve, pela sua própria natureza, uma pronúncia sobre a imputação definitiva dos sobrecustos em causa.
- XLVII. Em coerência, e sem prejuízo da adesão a essa solução, a Iberdrola mantém em aberto, nos termos gerais de direito, os meios ao seu dispor para a recuperação dos sobrecustos efetivamente suportados, incluindo eventuais direitos de sub-rogação e de regresso perante as entidades a quem os mesmos venham a ser imputáveis.

3.4. Tarifas de Acesso à Rede de Gás Aplicáveis às Centrais de Ciclo Combinado Mobilizadas por Restrições Técnicas

- XLVIII. A Iberdrola compreende o racional subjacente à proposta de reduzir os custos de acesso à rede de gás associados às centrais mobilizadas para resolução de restrições técnicas após o PDBF e confia que esta medida tenha efeito real no despacho dos ciclos combinados.

3.5. Projeto-Piloto de Metodologias Avançadas de Identificação e Resolução de Restrições Técnicas

- XLIX. A Iberdrola valoriza positivamente a iniciativa de desenvolver metodologias avançadas para a gestão de restrições técnicas, dado o seu potencial para melhorar a eficiência operacional do sistema e reduzir os custos associados à sua resolução. No entanto, considera fundamental que **o projeto-piloto seja desenvolvido segundo princípios de máxima transparência e com uma participação ativa dos agentes do setor**. Neste sentido, seria conveniente que a REN estabelecesse mecanismos formais de interação com os participantes do mercado durante as diferentes fases do projeto, permitindo confrontar hipóteses, validar resultados e recolher observações sobre os impactos operacionais e económicos das metodologias analisadas.
- L. Adicionalmente, para garantir um adequado escrutínio técnico e facilitar a compreensão dos resultados obtidos, **a REN deveria partilhar periodicamente os estudos, análises, pressupostos e modelos desenvolvidos no âmbito do projeto-piloto**. Esta abordagem colaborativa contribuiria para aumentar a confiança nas soluções propostas, melhorar a qualidade do desenho final e favorecer uma eventual implementação eficiente e amplamente aceite por todos os agentes envolvidos.

4. Notas finais

- LI. A Iberdrola apoia a iniciativa da ERSE de reformular o enquadramento regulatório aplicável aos encargos de sistema, reconhecendo a necessidade de aumentar a previsibilidade, reduzir a volatilidade dos custos e reforçar a segurança da operação do SEN.
- LII. No entanto, considera essencial que:
 - a. As medidas adotadas contemplem mecanismos de compensação da totalidade dos custos extraordinários suportados desde abril de 2025;
 - b. A repercussão tarifária dos custos de restrições técnicas seja significativamente mais abrangente do que a atualmente proposta;
 - c. Os novos instrumentos de cobertura sejam implementados com total transparência e adequada monitorização dos seus resultados.
- LIII. Só desta forma será possível assegurar uma repartição equilibrada dos custos sistémicos e preservar condições concorrenciais adequadas para todos os participantes no mercado elétrico.