



ERSE – Consulta Pública n.º 134

Proposta de Alteração do Regulamento
Tarifário do Setor Elétrico Nacional

Índice

1.	Enquadramento	3
2.	Comentários gerais	3
2.1.	Estudo relativo aos períodos horários em Portugal Continental	4
2.2.	Sinais de preço na tarifa de uso da rede de distribuição em BT para fornecimentos em BTN 4	
2.3.	Repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos	5
2.4.	Mecanismo de adequação tarifária	5
2.5.	Mecanismo de ajuste ao nível de execução de CAPEX	7
2.7.	Novo incentivo de melhoria do desempenho do GGS	8
2.7.1.	Aumento das ofertas de energia de balanço por unidades físicas não obrigadas	8
2.7.2.	Utilização do <i>Dynamic Line Rating</i> (DLR) por parte do GGS	10
2.8.	Mecanismos de incentivo à capacidade atribuída com restrições na RND	12
2.9.	Remuneração das necessidades de fundo de maneio	12
2.10.	Tratamento regulatório de Equipamentos de Medição Inteligente (EMI)	14

1. Enquadramento

O Regulamento Tarifário (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho de 2023, e alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro de 2025, define os critérios, estrutura e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica, determina os proveitos permitidos das atividades reguladas e a convergência tarifária entre os sistemas elétricos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e Madeira.

A presente revisão tem por objetivo atualizar os mecanismos e metodologias de regulação, tanto ao nível dos proveitos permitidos como da estrutura tarifária, em preparação para o início de um novo período regulatório em 2026.

Antes desta consulta pública, a ERSE organizou o seminário “Análise do setor elétrico e prospetiva para o novo período regulatório 2026-2029”, com o intuito de discutir os desafios do próximo período de regulação e assegurar que a consulta pública reflete as preocupações dos vários agentes.

Neste âmbito, ao nível da estrutura tarifária, as principais alterações preconizadas nesta consulta pública visam introduzir melhorias pontuais ao RT. Já no que respeita aos proveitos permitidos, segundo a ERSE, as alterações que se propõem introduzir no RT, estão em linha com as suas orientações estratégicas, no sentido de promover uma regulação exigente, que incentiva uma gestão eficiente das atividades reguladas. Para este efeito, propõem-se alterações que visam reforçar a regulação por incentivos, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização no setor elétrico.

Assim, é neste contexto que a EDP agradece a oportunidade de se pronunciar e vem apresentar os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários gerais

A EDP considera que, globalmente, a proposta de alteração do RT é positiva, fazendo notar que esta regulamentação é um instrumento fundamental para a sustentabilidade económico-financeira das empresas reguladas, as quais desempenham um papel central no bom funcionamento do Setor Elétrico Nacional (SEN). Neste sentido, o RT estabelece, entre outros aspetos, os proveitos permitidos das empresas reguladas a recuperar pelas tarifas de eletricidade e a estrutura tarifária, visando refletir de forma adequada os recursos necessários para realizar eficientemente as atividades das empresas e incentivando a otimização da qualidade dos serviços ao menor custo para os consumidores.

No entanto, a EDP apresenta de seguida alguns pontos que considera importante destacar.

2.1. Estudo relativo aos períodos horários em Portugal Continental

No documento justificativo desta consulta, a ERSE destaca que, em complemento desta consulta pública, irá disponibilizar em breve o estudo relativo aos períodos horários em Portugal Continental, cujos resultados preliminares foram apresentados aquando da decisão tarifária relativa a 2025. Com base neste estudo, a ERSE também colocará, brevemente, em consulta pública propostas de alteração aos períodos horários em vigor.

No contexto da presente revisão regulamentar, que precede o novo período regulatório a iniciar em 2026, e tendo em conta o prazo limitado que decorre entre o momento atual e a data da proposta de tarifas e preços para a energia elétrica, a EDP considera que teria sido vantajosa a inclusão das propostas de alteração aos períodos horários em vigor na presente consulta pública.

2.2. Sinais de preço na tarifa de uso da rede de distribuição em BT para fornecimentos em BTN

A ERSE propõe o aperfeiçoamento da redação da alínea a) do n.º 2 do artigo 98.º do RT, relativa à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em Baixa Tensão (URD BT) aplicável a entregas a clientes das opções tarifárias de baixa tensão normal (BTN). Em concreto, propõe-se retirar a restrição que obriga à conversão dos preços de potência em horas de ponta para os preços de energia ativa nas horas de fora de vazio das opções tarifárias com dois e três períodos horários.

Segundo a ERSE, esta alteração permitirá ajustar os preços da tarifa URD BT entre as horas cheias e as horas de vazio, no caso da opção tri-horária em BTN, tratando-se de um aperfeiçoamento do cálculo tarifário que possibilita a adoção de sinais de preço mais coerentes com os critérios de conversão adotados nas restantes tarifas de uso das redes de transporte e distribuição.

A EDP concorda com o objetivo da proposta de colmatar a falta de alinhamento na localização das horas de menor preço, entre os preços do mercado grossista e os preços de vazio das tarifas de rede. Neste caso, através da revisão dos critérios de conversão da potência em horas de ponta, pretende-se assegurar um maior alinhamento em preço e uma utilização mais eficiente das redes.

Não obstante, a EDP manifesta preocupação pelo facto de esta proposta não ter sido acompanhada por uma explicação clara e transparente sobre as alterações correspondentes na estrutura tarifária da BTN. A EDP entende que o impacto na estrutura tarifária das tarifas de acesso às redes, bem como das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF), deveria ter sido explicitamente submetido a consulta pública. Ademais, é importante salientar que estas questões são particularmente relevantes para os comercializadores livres e para o Comercializador de Último Recurso (CUR), devido ao impacto nos sistemas comerciais, os quais precisarão necessariamente de passar por desenvolvimentos.

2.3. Repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos

A proposta da ERSE prevê a possibilidade de não repercussão, integral ou parcial, do ajustamento de t-1, quando este é a devolver ao sistema, em cenários justificados no contexto das análises de sustentabilidade do SEN. Esta proposta incide sobre as atividades com volatilidade de proveitos, que recuperam Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) ou custos de energia, nomeadamente as atividades de:

- Gestão Global do Sistema do Operador da Rede de Transporte (ORT);
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) do Operador da Rede de Distribuição (ORD);
- Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) do Agregador de Último Recurso (AUR); e
- Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) do CUR.

A EDP reconhece o mérito da proposta, que visa contribuir para a mitigação da volatilidade tarifária no curto prazo e da eventual necessidade de criação de défices tarifários adicionais. Com efeito, a escusa da devolução total dos ajustamentos tarifários ao sistema permite a contenção na evolução tarifária do ano subsequente, o que não se verificando, poderia gerar a necessidade de criação de défice tarifário adicional, para permitir uma evolução tarifária estável, que onera as tarifas dos anos seguintes e gera custos suplementares ao sistema elétrico.

2.4. Mecanismo de adequação tarifária

A monitorização trimestral da adequação da tarifa de energia, bem como a sua atualização, encontra-se prevista no artigo 156.º do RT. Este mecanismo foi introduzido em simultâneo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia do CUR, constituindo, ambos, instrumentos para minimizar a incerteza sobre o custo da energia.

A ERSE refere que passados cinco anos da sua aplicação, os preços continuam a mostrar grande volatilidade, mas agora num contexto caracterizado pela descarbonização e transição energética, com a crescente inclusão de geração variável de fontes renováveis, resultando em contínuas oscilações nos preços de aprovisionamento. Esta situação faz com que a verificação da adequabilidade dos preços de aprovisionamento seja um exercício essencial.

O documento justificativo também destaca que durante os processos de monitorização trimestral, verificou-se que a atuação automática deste mecanismo, que dependente exclusivamente do apuramento do desvio no preço de energia previsto para o CUR, poderá obrigar a decisão a favor da atualização, mesmo quando existem argumentos objetivos para a não atuação do mecanismo, tal como, a minimização dos ajustamentos tendo em consideração todas as atividades do CUR, incluindo a compra e venda de energia elétrica da produção com remuneração garantida (CVEE PRG).

Desde a sua implementação, a ERSE aprovou atualizações da tarifa de energia por seis vezes, destacando-se que em duas delas (em 2022 e 2023), estas atualizações coincidiram com decisões de fixação excecional de tarifas, tendo por base o equilíbrio entre a necessidade de adequação dos preços da energia do CUR evitando a criação de desvios ou condições de concorrência desiguais com o mercado liberalizado, e a garantia de estabilidade tarifária.

Assim, a ERSE propõe que o RT inclua uma cláusula que, em casos justificados, permita não realizar a atualização trimestral da tarifa de Energia baseada apenas no desvio do preço de energia previsto para o CUR. Esta proposta baseia-se na existência de outros instrumentos que atualmente reduzem a necessidade de ajustamentos e pela evidência de que as necessidades de adequação tarifária vão além desse mecanismo, incluindo situações de fixação excecional. Por outro lado, a ERSE reconhece que não estão reunidas as condições para avançar com uma proposta de revisão regulamentar que considerasse a implementação de um mecanismo automático de revisão trimestral das TAR, devido à sua complexidade.

A este respeito, a EDP reconhece a importância do mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia, conforme descrito no artigo 156.º do RT. No entanto, entende que **a eventual decisão de não proceder à atualização automática da tarifa, com base na flexibilidade regulatória proposta pela ERSE, deve ser devidamente justificada e comunicada aos agentes na sua página da internet.**

Por outro lado, consideramos que, **relativamente ao aprovisionamento do CUR, a estratégia de cobertura de preço poderia beneficiar de uma maior componente de contratação a prazo**, de forma a minimizar a exposição à volatilidade observada no mercado grossista e, assim, diminuir a necessidade de recorrer ao mecanismo de adequação da tarifa de energia.

Adicionalmente, **a EDP sugere alargar-se o âmbito de revisão subjacente ao mecanismo de adequação da tarifa de energia, de modo a passar a contemplar todos os custos que concorrem para o custo médio de aquisição do CUR**, designadamente, os encargos de regulação, que têm registado uma evolução significativa nos últimos tempos, **garantindo que os mecanismos de adequação tarifária refletem de forma mais fidedigna os encargos efetivamente suportados.** A este respeito, importa salientar que o preço no mercado de serviços de sistema, considerado para efeitos das TTVCF atuais, foi de 5,66 €/MWh¹. No entanto, o valor médio mensal em 2025 (período de janeiro a junho de 2025) é de 12,85 €/MWh², o que representa um aumento de 127% em relação ao valor considerado.

¹ Vide Quadro 3-9 do documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do Setor Elétrico".

² Fonte: REN - <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfSistema/ERC/Paginas/default.aspx> (dados publicados no dia 4 de julho de 2025 e atualizados até ao dia 2 de julho de 2025)

2.5. Mecanismo de ajuste ao nível de execução de CAPEX

A proposta de adaptação da metodologia *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX) das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) de Energia Elétrica em alta e média tensão (AT/MT), visa refletir e sinalizar melhor a capacidade de execução dos investimentos previstos no início de cada período regulatório (PR).

Nesse sentido, a ERSE propõe as seguintes alterações no cálculo dos proveitos permitidos destas atividades:

1. introdução de uma parcela específica para repercutir os proveitos decorrentes do CAPEX dos investimentos aprovados em processos autónomos, cujo valor é excluído da metodologia TOTEX; e
2. modificação do mecanismo de partilha de ganhos e perdas, permitindo que o limiar da banda moderada possa assumir dois valores distintos, conforme o grau de transição dos investimentos previstos e realizados entre dois PR, aplicando-se de forma simétrica.

No entender da EDP, e relativamente ao ponto 2 supra referido, o atual mecanismo de partilha de ganhos e perdas já limita adequadamente os desvios positivos ou negativos de rentabilidade, sendo essencial assegurar que o mecanismo adicional proposto pela ERSE não desvirtue a essência do modelo TOTEX.

Neste contexto, a EDP defende que tanto **a definição do limiar de ativação do mecanismo como o grau de encurtamento da banda neutra devem ser parametrizados de forma a garantir que a sua aplicação ocorra apenas em situações de desvios significativos, sem comprometer o incentivo à eficiência** — incluindo ao nível do OPEX — evitando, assim, a descaracterização do modelo TOTEX.

2.6. Tratamento regulatório de atribuição de capacidade na modalidade de acordo

A proposta introduz, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de TEE e de DEE em AT/MT, uma parcela que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores na atribuição de Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede (TRC) na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da rede.

O objetivo desta alteração é garantir um tratamento equitativo na regulação dos operadores de rede para diferentes modalidades de atribuição de TRC, contribuindo assim para a não discriminação dos agentes no acesso às redes.

Neste âmbito, a EDP entende que a atribuição de capacidade na modalidade de acordo não depende exclusivamente dos operadores de rede, mas também da ação do Governo, nomeadamente, no que respeita à definição da potência máxima de injeção a atribuir através de acordo com os operadores de rede de transporte e distribuição.

Em contrapartida, **existem outros instrumentos que beneficiariam de um mecanismo como o proposto agora pela ERSE, nomeadamente os financiamentos a fundo perdido, com impacto positivo na tarifa e para o SEN em geral.** Na perspetiva da EDP,

justifica-se ainda mais a aplicação do tratamento regulatório proposto a este tipo de instrumentos, uma vez que a sua utilização tem sido incentivada a nível europeu e a sua aplicação depende, em maior medida, dos operadores de rede.

Face ao exposto, a EDP propõe o **alargamento do mecanismo proposto a projetos de investimento suportados por instrumentos de financiamento a fundo perdido.**

2.7. Novo incentivo de melhoria do desempenho do GGS

O incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema destina-se a promover a integração de novos participantes nos mercados de serviços de sistema e a eficiência das decisões de operação do Gestor Global do Sistema (GGS).

A este respeito, a ERSE propõe criar um incentivo de melhoria de gestão (IMDG), para a atividade de gestão global do sistema, com três componentes autónomas:

1. Aumento das ofertas de energia de balanço por unidades físicas não obrigadas;
2. Melhoria das previsões de energia renovável (solar e eólica), para o dia seguinte;
3. Utilização da *Dynamic Line Rating* (DLR) por parte do GGS.

Cada componente deste novo incentivo será avaliada com base em indicadores específicos, concebidos para fomentar ganhos de eficiência na gestão do sistema, e os incentivos serão aplicados ex-post, no contexto do mecanismo de ajustamento dos proveitos da atividade.

2.7.1. Aumento das ofertas de energia de balanço por unidades físicas não obrigadas

No documento justificativo desta consulta, a ERSE refere que devido à redução da participação de centrais convencionais e à sua substituição por centrais de origem renovável, considera-se que é imperativo envolver essas novas tecnologias nos mercados de serviços de sistema para assegurar a operação e promover a eficiência do SEN, uma vez que a sustentabilidade da transição energética do parque electroprodutor depende da participação ativa dos novos agentes de mercado.

A participação nos mercados de serviços de sistema está aberta a instalações de produção, armazenamento ou consumo, com potencial agregação de pequenas unidades (<1 MW). O envolvimento dos ativos de menor dimensão precisa de agentes agregadores com atividade estabelecida, que façam a gestão desses ativos e coloquem a respetiva flexibilidade no mercado. Atendendo a que a habilitação dessas instalações depende do cumprimento de requisitos técnicos definidos, o GGS tem um papel fundamental no que toca a fomentar o acesso de novos agentes à participação em serviços de sistema, quer através de propostas e definições de critérios de habilitação adequados, incluindo aqueles que permitem a agregação de pequenas unidades, como também na facilitação do acesso dos entrantes à informação e às plataformas do SEN.

A ERSE também menciona que propôs na revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), a redistribuição dos encargos de regulação secundária não só pelo consumo, mas também pela produção em mercado não-

habilitada, com o objetivo de incentivar a participação destas unidades nos serviços de sistema, aumentando a concorrência e a flexibilidade de recursos na rede.

A presente proposta determina que o novo incentivo para o GGS não está associado à habilitação, mas sim às ofertas realizadas, ainda que se considere que as ofertas feitas pelos produtores habilitados e unidades físicas de consumo habilitadas, tipicamente associadas ao acesso à banda específica de mFRR, devem ser desvalorizadas para efeitos do incentivo ao GGS.

Neste âmbito, a EDP concorda com a ERSE sobre a necessidade de envolver as tecnologias de origem renovável nos mercados de serviços de sistema para aumentar a participação de novos agentes de mercado, promovendo a eficiência e a segurança do sistema. Com efeito, uma maior adesão e participação dos vários agentes no mercado de serviços de sistema permite ao GGS gerir o SEN de forma mais eficiente.

Não obstante, a EDP gostaria de enfatizar que, durante os últimos anos, tem ressaltado a importância de alinhar o quadro regulamentar nacional com o quadro regulamentar europeu, no sentido de **os serviços de sistema deverem ser tecnologicamente neutros e contratados através de mecanismos de mercado transparentes e não discriminatórios**, estando, aliás, esta disposição prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN.

A EDP reconhece que as revisões regulamentares têm tentado ir ao encontro destas necessidades, mas considera que as alterações propostas não têm seguido um planeamento claro, nem o ritmo dessas alterações tem podido acompanhar as crescentes necessidades do sistema. Por este motivo, defendemos que, para atingir os objetivos de maior eficiência e segurança do SEN, em primeiro lugar, **o quadro regulamentar nacional deve criar as condições que possibilitem a participação de todos os interessados no mercado de serviços de sistema**, dando como exemplos:

- a implementação de produtos de balanço normalizados (e a eliminação de produtos específicos não justificados);
- a participação em portefólio em serviços de balanço;
- os requisitos de habilitação das instalações de pequena dimensão (<1 MW) – participação em agregação;
- a adoção de metodologias de *baseline*;
- a contratação em mercado de produtos não associados à frequência (e.g., controlo de tensão).

Em segundo lugar, **o GGS deverá, não só, implementar de forma diligente as alterações regulamentares que se produzam, mas também ter um papel ativo na promoção de alterações regulamentares que permitam uma maior participação dos agentes no mercado de serviços de sistema** (e.g., a eliminação da obrigatoriedade do serviço de Reserva de Contenção da Frequência (FCR), promovendo a introdução do produto de capacidade normalizado de FCR tecnologicamente neutro e com contratação em mercado, em linha com as melhores práticas europeias, havendo

atualmente um projeto regional para aquisição e troca de FCR com produtos diários que envolve doze Operadores de Sistema³).

Neste sentido, a EDP sugere que **os incentivos ao GGS devam ser baseados na diligência demonstrada pelo GGS tanto na implementação das alterações regulamentares, quanto na promoção de novas regulamentações que permitam uma maior participação dos agentes de mercado nos serviços de sistema**. Para tal, a EDP considera que seria necessário criar, até ao final do ano, um roteiro de implementação com entregáveis claros e prazos definidos. Os incentivos também deveriam incluir o cumprimento deste roteiro e das disposições europeias dentro dos prazos estabelecidos. Além disso, seria importante avaliar a percentagem de serviços de sistema que é de facto contratada com base em mercado (com preços formados a partir das ofertas dos agentes, sem caps e sem preços de outros produtos a influenciar), e quantos desses serviços são contratados através de produtos normalizados, em comparação com produtos específicos.

2.7.2. Utilização do *Dynamic Line Rating* (DLR) por parte do GGS

A ERSE ressalva que o Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro, sublinha a importância de maximizar a capacidade de receção da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), com segurança e qualidade de serviço, promovendo uma gestão ativa e flexível das redes. O regime jurídico do SEN aborda o tema em dois níveis: (i) no planeamento da RNT e RND, incentivando a atribuição de capacidade com restrições pelos operadores de rede; e (ii) na gestão e operação em tempo real da RESP, onde a capacidade disponível pode superar a capacidade calculada ex-ante.

Segundo a ERSE, a implementação do DLR pelo GGS visa otimizar a capacidade das linhas da RNT, adiando ou reduzindo investimentos em zonas congestionadas, com expectativas de resultados no período regulatório de 2026 a 2029 e planeando uma utilização mais generalizada no futuro. Neste sentido, a ERSE propõe a introdução de um novo incentivo de melhoria do desempenho técnico da gestão global do sistema associado à utilização de DLR pelo GGS.

A EDP reconhece que o regime de DLR tem vindo a ser promovido como uma solução para aumentar a capacidade de transporte das linhas de forma dinâmica, com base em condições ambientais reais (e.g., temperatura, vento, radiação solar), ao contrário do *static line rating*, que assume cenários conservadores (e.g., verão sem vento), resultando num aumento da capacidade disponível da linha. No entanto, **a sua aplicação deve ter em conta aspetos relevantes do ponto de vista técnico-regulatório, nomeadamente no que respeita ao impacto nas perdas elétricas e à salvaguarda do critério de segurança N-1**.

No que diz respeito às perdas elétricas, a aplicação do DLR pode aumentar as perdas técnicas na rede, já que a maior capacidade disponível pode induzir uma maior

³ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/

utilização das linhas, o que, sem uma gestão otimizada do despacho, pode resultar em trânsitos de potência menos eficientes. Este risco é particularmente relevante no contexto do novo Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RND (IMDD), proposto na presente consulta, que mantém como objetivo a redução de perdas na rede de distribuição. Assim, a EDP entende que **a aplicação do DLR deve ser acompanhada de mecanismos de controlo que assegurem que o seu uso não compromete os objetivos de eficiência energética.**

Por outro lado, no que concerne à garantia de socorro em caso de incidente (situação N-1), a ERSE deve ter em conta que o aumento da capacidade nominal das linhas com base em condições meteorológicas favoráveis pode levar a uma redução da margem de segurança operacional, especialmente em situações de contingência. A EDP faz notar que a proposta de indicadores de desempenho das redes inteligentes da ERSE (CP 120) reforçava a importância de garantir que a flexibilidade e digitalização da rede não deviam colocar em causa a sua resiliência. **O uso do DLR deve, por isso, ser condicionado à existência de sistemas de gestão em tempo real (EMS) que integrem salvaguardas explícitas para o cumprimento do critério N-1.**

Neste contexto, a EDP alerta sobre a aplicabilidade de DLR tal como é sugerido pela ERSE, i.e., **a sua implementação por parte do GGS nos troços de linha mais congestionados**, para permitir adiar e/ou reduzir investimentos em incremento de capacidade. Com efeito, as linhas mais congestionadas refletem, desde logo, uma desadequação estrutural face às necessidades e terão, naturalmente, um maior nível de perdas e uma menor capacidade para socorrer linhas adjacentes em caso de contingência.

A este respeito, a EDP defende que **a utilização de DLR deve ocorrer sempre que possa evitar restrições técnicas de curto prazo, permitindo manter a continuidade de serviço, quer do lado da geração como do lado da procura. No entanto, o DLR não deve servir para adiar investimentos estruturais que se verifiquem necessários para uma operação eficiente da rede, devendo a sua aplicação ser precedida de uma análise custo-benefício que considere os impactos em perdas, segurança e investimento evitado.**

Ainda assim, a EDP considera que um incentivo deste género não deve ter um valor de referência, fixado arbitrariamente, abaixo do qual o GGS seja penalizado. Em contrapartida, a EDP considera que o incentivo deve ter por base a partilha entre operador e sistema do benefício líquido gerado para o SEN com capacidade adicional que passe a ficar disponível com o recurso a soluções DLR.

Adicionalmente, a EDP considera que os critérios que sustentam a existência de um incentivo deste género também se aplicam ao operador da RND, nomeadamente ao nível da aplicabilidade e do reporte de informação. Em concreto, a EDP realça que os rácios de extensão de rede coberta por DLR e de capacidade adicional identificada com recurso a DLR face à capacidade estática também fazem parte da lista de indicadores de desempenho da Diretiva ERSE n.º 9/2024, de 17 de julho de 2024, a reportar anualmente pelo operador da RND.

2.8. Mecanismos de incentivo à capacidade atribuída com restrições na RND

A ERSE propõe consolidar os atuais incentivos individuais aplicáveis ao operador da Rede de Distribuição Nacional (RND) num único novo incentivo, denominado Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RND (IMDD). Este novo incentivo irá agregar os atuais incentivos individuais em vigor, designadamente os incentivos à:

- 1) redução de perdas elétricas nas redes de distribuição;
- 2) melhoria da qualidade de serviço;
- 3) inovação e novos serviços (redes inteligentes).

Além disso, propõe-se adicionar duas novas componentes ao IMDD, relativas à disponibilização de:

- 4) capacidade de injeção na RND; e
- 5) capacidade para alimentação de consumos a partir da RND,

ambas na modalidade de acesso com restrições.

No que diz respeito às novas componentes relacionadas com a modalidade de acesso com restrições, a EDP defende que **este mecanismo deveria assentar na partilha, com o operador, do benefício gerado para o SEN pela atribuição de capacidade com restrições**, correspondente ao custo evitado face a um cenário de atribuição de capacidade firme, que implicaria o reforço da rede.

Neste sentido, a EDP sugere que este incentivo não deve assentar num valor de referência predefinido, uma vez que não existe experiência/base sólida para arbitrar um valor em concreto, salientando que existe um benefício para o sistema desde o primeiro MW no âmbito deste regime.

2.9. Remuneração das necessidades de fundo de maneo

Na presente revisão do RT, a ERSE propõe a implementação de um mecanismo regulatório que assegure a sustentabilidade económica e financeira da atividade de comercialização do CUR, com vista a evitar que o mesmo enfrente dificuldades financeiras que possam comprometer o serviço prestado aos consumidores.

Devido às particularidades da atividade de comercialização do CUR face aos restantes comercializadores de mercado, a **EDP considera justificada a preocupação da ERSE relativamente à sua sustentabilidade económica e financeira**, atendendo às incertezas em torno do quadro legal/regulamentar em que o mesmo opera, tanto quanto ao prazo limite efetivo de aplicação das tarifas de venda a clientes finais, bem como quanto ao ritmo de saída dos clientes da sua carteira.

Foram analisadas três possibilidades distintas, com vantagens e desvantagens em grande parte identificadas desde logo pela ERSE no documento justificativo da presente consulta, a saber:

- Compensação por EBIT ≤ 0 ;

- Proveitos por Custos de Referência;
- Remuneração das Necessidades de Fundo de Maneio (FM).

Considerando as vantagens e desvantagens de cada mecanismo, **a EDP concorda com a proposta da ERSE de reposição de um mecanismo do tipo Remuneração das Necessidades de FM, pese embora não se reveja na metodologia de aplicação proposta**, nos termos desenvolvidos em seguida.

Segundo a proposta da ERSE, o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização passa a prever a aplicação de uma taxa de reposição das necessidades de FM, resultantes do desfasamento temporal entre o prazo médio de recebimento (PMR) e o prazo médio de pagamento (PMP), a aplicar somente aos rendimentos e custos de exploração externos da atividade de Comercialização do CUR.

A ERSE refere ainda que a metodologia proposta permite uma harmonização com o RT do setor do gás, indicando que se aplica uma metodologia semelhante no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização do setor do gás.

A EDP observa que a metodologia proposta não se traduz numa harmonização com o previsto no RT do setor do gás, em concreto no n.º 5 do art.º 127.º do Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, uma vez que, nesse caso, são consideradas as necessidades de FM relacionadas com todas as atividades desenvolvidas enquanto Comercializadores de último recurso retalhistas, incluindo os rendimentos e os gastos com a compra e venda de gás e dos acessos às redes para fornecimento dos clientes no mercado regulado, para além dos da comercialização.

A EDP alerta para o facto de que a aplicação exclusiva às necessidades de FM da atividade de Comercialização se pode traduzir num alcance muito reduzido deste mecanismo, considerando o objetivo a que se propõe.

Com efeito, a metodologia proposta pela ERSE visa a remuneração das necessidades de FM de uma atividade que representa, somente, 6% dos proveitos permitidos das atividades desenvolvidas pela SU ELETRICIDADE na sua função de CUR, as quais, para além da Comercialização, abrangem ainda a Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes (CVEE-FC) e a Compra e Venda de Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (CVATD), conforme ilustrado no quadro seguinte:

Proveito Permitido	% 2025
Comercialização	6%
CVEE-FC	44%
CVATD	50%

Fonte: Quadro 4-1 – Proveitos em 2025 por atividade, do documento Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico

Face ao exposto, **a EDP defende a reposição do mecanismo de remuneração do FM por aplicação de uma metodologia em tudo semelhante à que vigora no setor do gás**,

por considerar que é a que melhor responde às necessidades efetivas de FM do CUR, sendo a única que garante a harmonização regulatória entre o setor elétrico e do gás.

Adicionalmente, a **EDP considera que**, tendo em mente o objetivo de assegurar a sustentabilidade económica e financeira da atividade de comercialização do CUR, **a opção pela aplicação do mecanismo de remuneração das necessidades do FM não derroga a possibilidade de intervenção adicional por parte da ERSE**, em especial no caso de o EBIT da atividade ser nulo ou negativo colocando em causa o equilíbrio económico financeiro do CUR, recorrendo a outro mecanismo, uma vez que as opções analisadas não são de aplicação mutuamente exclusiva.

Para finalizar, é importante destacar que, caso a **extinção das TTVCF** venha a ocorrer efetivamente a 31 de dezembro de 2027, conforme previsto no artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 69/2025, de 23 de abril – circunstância em que o papel do CUR ficará circunscrito ao fornecimento supletivo de energia, por ausência de oferta ou impedimento dos comercializadores livres, e ao fornecimento de clientes economicamente vulneráveis ou com estatuto de utilidade pública –, será necessário **repensar o modelo de remuneração do CUR, de modo a garantir a sua sustentabilidade económico-financeira num mercado totalmente liberalizado**.

2.10. Tratamento regulatório de Equipamentos de Medição Inteligente (EMI)

Na proposta de RT apresentada pela ERSE, mantém-se o atual incentivo à inovação e ao desenvolvimento de novos serviços em instalações BT, perspetivando-se uma futura reformulação desse incentivo aquando da revisão do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI). Esta reformulação é reconhecida como essencial para a promoção de novos serviços e para a maximização da utilidade para os clientes, evitando-se, no entanto, que fique dependente de um salto tecnológico específico, como ocorreu em 2019.

A EDP sublinha a importância de, **na futura revisão do RSRI, ser definido um quadro regulatório estável que assegure a recuperação integral e sustentada, ao longo do tempo, dos custos associados à infraestrutura das redes inteligentes**. Tal quadro deve permitir a execução de novas vagas de instalação com tecnologias mais atuais, capazes de melhor apoiar a disponibilização de novos serviços aos clientes.