



## CONSULTA PÚBLICA MME Nº 145/2022

### Consulta Pública relativa à prestação de serviços ancilares no Sistema Integrado Nacional

Apresentamos a seguir a contribuição da ENGIE Brasil Energia para a Consulta Pública 145/2022 do Ministério de Minas e Energia que tem como objetivo aprimorar a prestação de serviços ancilares no Sistema Integrado Nacional (SIN), bem como as diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais em curso sobre o tema.

#### 1. Serviços Ancilares - Contexto

Os serviços ancilares, ainda que considerados coadjuvantes da entrega de energia e potência, são fundamentais para a manutenção da segurança e da estabilidade dos sistemas elétricos, beneficiando todos os usuários do SIN. Atualmente, são compreendidos na regulação os serviços de controle primário e secundário de frequência junto de suas respectivas reservas de potência, o suporte de reativos, o sistema especial de proteção (SEP), o autorrestabelecimento (*black start*) e o despacho complementar para a manutenção da reserva operativa. Esses serviços, com exceção do último citado, são todos prestados pelas usinas hidrelétricas (UHEs), porém sem o adequado ressarcimento e remuneração para sua realização.

Nesse sentido, frequentes discussões têm apontado a necessidade de aprimorar a forma de remuneração dos serviços ancilares no setor. Isso porque a diversificação da matriz energética brasileira impulsionada pelo avanço das renováveis intermitentes tem criado desafios operacionais para o sistema. Do ponto de vista regulatório, não houve avanço significativo no sentido de ressarcir a totalidade dos custos arcados pelos agentes para a prestação dos serviços. Além disso, a oferta adequada dos serviços ancilares exigirá que a remuneração oferecida pela sua prestação seja ao menos suficiente para cobrir o custo de oportunidade do agente. Contudo, a demanda por esses serviços tem avançado mais depressa do que os resultados para o tratamento do tema.

Com objetivo de visualizar os atuais serviços reconhecidos na regulação e alguns dos problemas a serem enfrentados no decorrer da referida discussão, apresenta-se o Quadro 1:

Quadro 1 – Resumo Serviços Ancilares

Serviços Ancilares	Fonte	Tipos de Custos			Problema
		Fixos	O&M	Perdas Adicionais	
Autorestabelecimento integral	UHE	X	X	-	Ressarcimento de O&M inadequado Aumento da manutenção devido a necessidade de testes periódicos dos equipamentos
Autorestabelecimento parcial	UHE	-	-	-	Sem ressarcimento nem remuneração
Controle primário de frequência	UHE	-	-	-	Sem ressarcimento nem remuneração Efeito negativo no MRE e GSF por conta da Reserva de Potência Operativa (RPO)
Controle secundário de frequência	UHE	X	X	-	Ressarcimento de O&M inadequado Efeito negativo no MRE e GSF por conta da Reserva de Potência Operativa (RPO)
Sistema especial de proteção (SEP)	UHE	X	X	-	Remuneração inadequada
Suporte de Reativos – UG potência ativa	UHE	-	-	-	Sem ressarcimento nem remuneração
Suporte de Reativos – UG compensador síncrono	UHE	X	X	X	Remuneração defasada (TSA) Efeito negativo no MRE e GSF por conta da RPO
Manutenção da reserva de potência operativa	UTE	130% do CVU da térmica			

## 2. O “efeito perverso” para as hidrelétricas

A matriz energética no Brasil está mudando rapidamente principalmente por conta do aumento expressivo de fontes renováveis intermitentes (eólica e solar). Como resultado dessa movimentação há uma crescente inserção de variabilidade no SIN, o que aumenta a necessidade de fontes flexíveis e de rápida resposta para o atendimento da confiabilidade. Nesse contexto, as usinas hidrelétricas tendem a ter ainda mais relevância e, de fato, elas têm protagonizado a prestação de serviços ancilares garantindo a segurança do sistema mesmo frente as abruptas mudanças ocorridas na última década.

Entretanto, a manutenção dessa atividade somada ao crescimento acelerado das renováveis intermitentes e à entrada de grandes térmicas inflexíveis no sistema trazem à tona problemas insustentáveis no longo prazo, que provocam em maior ou menor intensidade um “efeito perverso” para as hidrelétricas. Dessa forma, quanto mais as UHEs apoiam a prestação dos serviços ancilares e sustentam a expansão do sistema com fontes intermitentes renováveis de baixo custo, menor é sua participação como geradora, impactando sua receita, seu maquinário e criando um efeito negativo no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) como um todo.



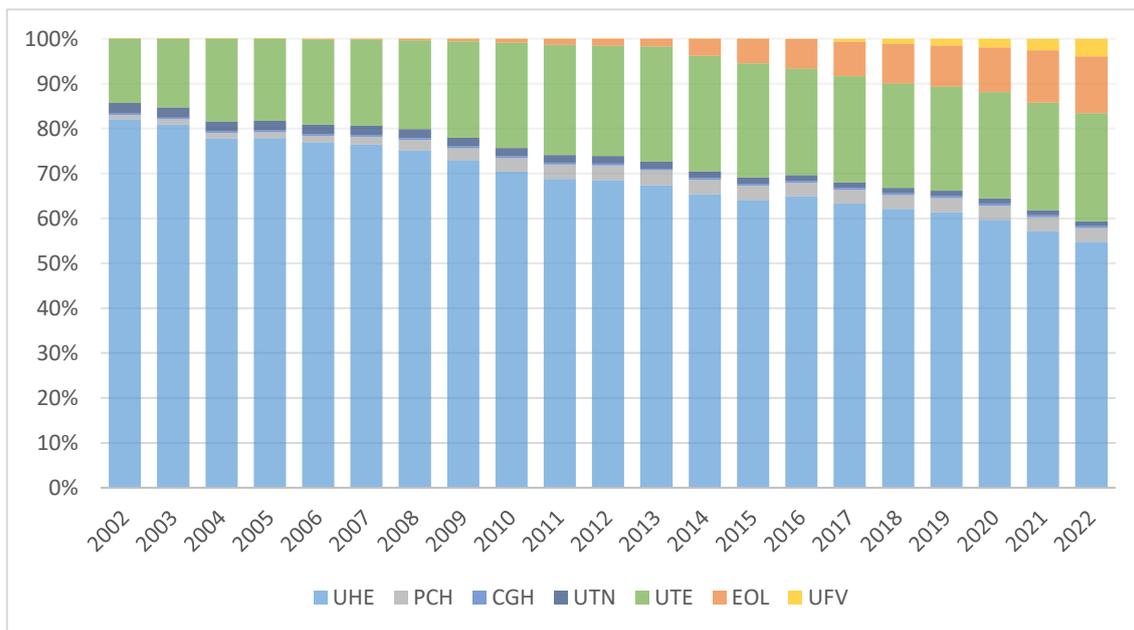
#### **a. Redução da participação das UHEs na matriz**

Cita-se como ponto de atenção em relação ao horizonte de longo prazo a redução da participação relativa das UHE na oferta de geração, o que reduz também o percentual da capacidade de armazenamento do SIN em relação à demanda. Como, atualmente, as UHEs são as principais provedoras do serviço de RPO, ao serem criadas situações de competição entre o suprimento do serviço ancilar e a produção de energia a tendência é de que a sua participação na matriz seja gradualmente reduzida. Ademais, essa competição acarreta a redução de receita do gerador em prol do suprimento da reserva operativa principalmente por conta da oferta de atributos das hidrelétricas por um valor abaixo do custo real despendido para sua prestação. Há impacto ainda na geração das usinas e, conseqüentemente, degradação do GSF.

É importante ressaltar que parte do efeito supracitado já foi, inclusive, reconhecido pela ANEEL durante a CP 83/2021, a partir da qual a Agência sugeriu estudar a alternativa de igualar a zero a garantia física das unidades geradoras que estivessem operando como compensador síncrono. Assim, posteriormente, a energia que deixasse de ser alocada à respectiva usina no âmbito do MRE seria valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) subtraída da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) de compra e ressarcida via Encargo de Serviço do Sistema (ESS). O tratamento para o tema necessita ainda de aprovação, porém, poderia surtir bons efeitos se estudado também para outros serviços como reserva de potência operativa.

Cogita-se que justamente por conta da histórica abundância do recurso hídrico no Brasil, a percepção dos efeitos da progressiva redução da sua participação na matriz e dificuldade de analisar os impactos que essa tendência cria para o sistema podem passar despercebidos. No entanto, é fato que a participação relativa das hidrelétricas reduziu de 74% para 53,4% (BEN, 2022) na última década, como pode ser observado no Gráfico 1, e que essa tendência deve se manter. Mais um indicativo do cenário futuro de redução da participação das UHEs foi publicado no mês de janeiro pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Segundo previsões dos estudos que embasam o Plano Decenal 2032, o avanço da geração distribuída solar deverá saltar de 3,9 GW de potência instalada para 37 GW em 2032, enquanto as hidrelétricas deverão permanecer estagnadas, sem expansão indicativa.

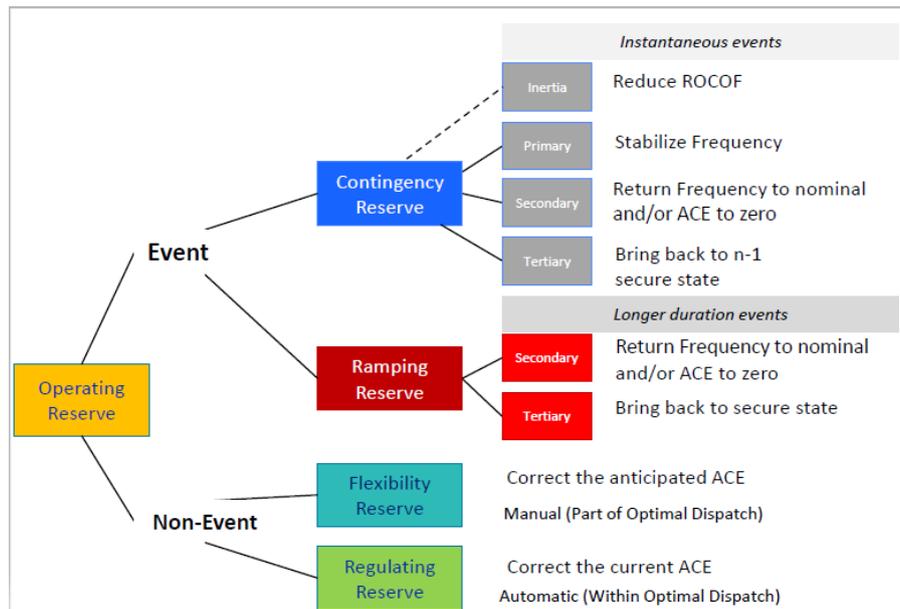
Gráfico 1 – Participação na matriz por fonte



#### b. Aumento da necessidade de Reserva de Potência Operativa (RPO)

Uma das principais características dotadas pelo parque hidrelétrico é a oferta de flexibilidade ao sistema, ou seja, a capacidade de responder às variações previsíveis e imprevisíveis das ocorrências em diversas escalas de tempo. Tal habilidade de atendimento ao despacho auxilia na prestação de vários serviços, como o de controle de frequência. Não por acaso, historicamente, apenas unidades geradoras do tipo hidráulica com regulador automático de velocidade e reservatórios de regularização participam do mecanismo de Controle Automático de Geração (CAG). O correto funcionamento do controle de frequência é dependente da alocação adequada da RPO - parcela de geração reservada pelo operador que serve como ferramenta para compensar desequilíbrios entre carga e geração restaurando a frequência do sistema e dos intercâmbios rapidamente. No entanto, apesar da RPO ser requerida essencialmente para os serviços de controle de frequência, sua abrangência é ainda maior, uma vez que ela é utilizada para garantir a realização de diversos serviços necessários à manutenção da segurança do sistema. Nesse contexto, vale lembrar que, caso tenhamos um nível inadequado de RPO, o sistema elétrico pode ter um colapso motivado por falhas simples, como a perda de uma única linha de transmissão. Apresenta-se na Figura 1 alguns dos serviços dependentes da reserva operativa.

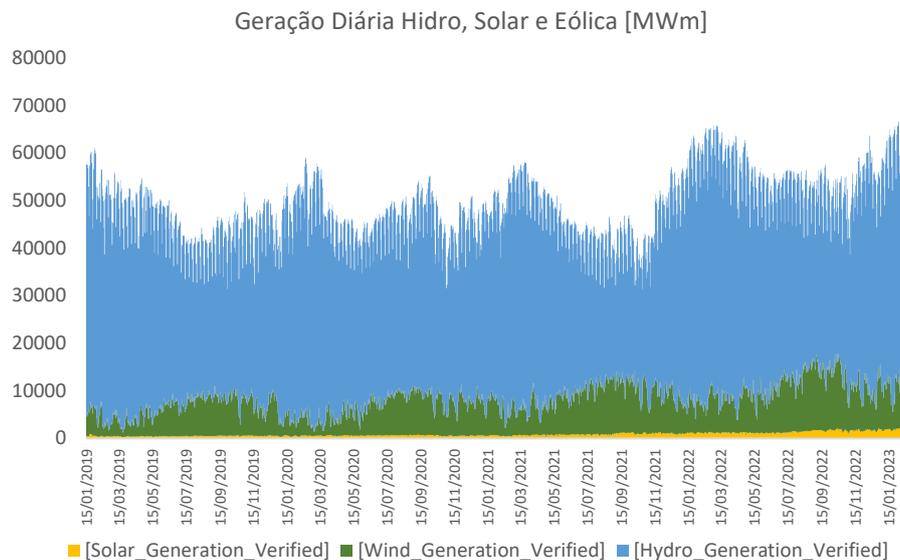
Figura 1 – Serviços ancilares dependentes de RPO



A RPO se relaciona também com a flexibilidade, pois é um requisito do sistema para cobrir variações em intervalos menores que o tempo entre os comandos de despacho. Por se tratar de um requisito cuja resposta é em curtíssimo prazo, o sistema deve ter capacidade para atender à demanda e à reserva, estando a RPO sincronizada para fornecer energia quando necessário e de maneira célere. De todo modo, apesar de sua relevância, não há nenhuma remuneração para as hidrelétricas prestarem o serviço de reserva de potência operativa, bem como não há previsão de recuperação dos custos atrelados à frustração de geração ocorrida para a sua manutenção. Além disso, dentre os serviços apresentados na Figura 1, existe uma vasta gama não prevista na regulação e sem nenhum tipo de ressarcimento, como o serviço de flexibilidade.

Um exemplo da relevância da flexibilidade das UHE's pode ser observado no Gráfico 2, em que é perceptível o suporte dessas absorvendo a variação das intermitências presentes nas fontes e no acompanhamento da carga.

Gráfico 2 – Participação na matriz por fonte



Não obstante, a mudança na matriz tem gradativamente demandado mais das reservas operativas, principalmente a secundária que se relaciona à necessidade de utilização das máquinas do CAG. Analisando a metodologia de determinação dessa reserva presente no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede, percebe-se a relação entre o aumento da inserção da fonte eólica na matriz energética brasileira e a necessidade de reserva secundária.

$$R2_i = 4\% \times Carga + 6\% \times GeraçãoEólica_{Nordeste} + 15\% \times GeraçãoEólica_{Sul}$$

Isso porque a porcentagem de reserva requisitada deve levar em consideração a probabilidade de desvio entre a geração prevista para a oferta de recursos renováveis não despacháveis e o que foi de fato gerado. No entanto, as características inerentes às fontes intermitentes tornam complexa tal previsão, fatores que são superados com o aumento da utilização do CAG. No horizonte de longo prazo, a questão torna-se ainda mais crítica.

### c. Falta de ressarcimento adequado e remuneração – O&M e TSA

De modo geral, para adequar o despacho do SIN à atual realidade operativa, as unidades geradoras hidrelétricas vêm sendo excessivamente exigidas em regimes de modulação de carga, sincronismos e desligamentos repentinos, além de atuarem fora do regime de operação ótimo definido em projeto. O crescimento da necessidade de manobras para a entrada e saída de unidades geradoras hidrelétricas está relacionado também com a redução da vida útil do maquinário uma vez que essa situação tem correlação direta com os esforços eletromecânicos a que as máquinas são expostas. Tais fatores corroboram o aumento do desgaste de equipamentos no longo prazo, aumentando as taxas de falhas e contribuindo para uma menor



disponibilidade do bloco hidráulico do SIN. Nesse contexto, é preocupante a falta de previsões para o ajuste dos valores de ressarcimento pelo aumento dos custos de O&M requeridos para a provisão dos serviços.

Cita-se como exemplo a Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) que teve sua metodologia criada pela ANEEL há mais de 20 anos. Em 2002, a SRG solicitou a um pequeno grupo de empresas informações referentes a suas unidades geradoras que operavam na modalidade de compensador síncrono. A partir disso, foram elencados parâmetros que auxiliaram na estimativa do acréscimo de manutenção médio em relação ao custo normal de O&M, resultando em uma tarifa de R\$ 2,96/MVArh. Desde então, a TSA é atualizada pelo IPCA, sem passar por revisões dos valores de referência desde o ano de sua consolidação. Contudo, ao comparar a matriz de 2002, com 22 MW instalados de renováveis intermitentes, e a matriz de 2022, com mais de 25.000 MW instalados, fica evidente a mudança entre os cenários das últimas décadas.

Nesse sentido, destaca-se a importância de que os serviços ancilares não sejam tratados apenas como um subproduto do parque hidrelétrico e sim nivelados de acordo com seus custos e relevância para a expansão do sistema com segurança.

### **3. Alternativas a serem exploradas**

No tocante às questões apresentadas na Nota Técnica MME 33/2022, que serve de base para a presente Consulta Pública, propõe-se a seguir algumas alternativas para o aprimoramento dos serviços ancilares. Ressaltamos que as contribuições aqui descritas estão ancoradas no estudo apresentado pela consultoria Thymos Energia como subsídio para a Consulta Pública ANEEL 83/2021, na Nota Técnica No EPE-DEE-NT-090/2021: Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão, assim como nos materiais publicados ao longo das discussões realizadas no âmbito da Agência. Considerando mercados maduros em mecanismos competitivos de oferta de serviços ancilares, observa-se a tendência de convergência da precificação do serviço com o custo de oportunidade da produção da energia, qual seja, o valor do preço spot. Entretanto, para isso, será necessário dar luz ao fato de que a capacidade da usina se subdivide na produção de energia, potência e serviços ancilares (Figura 2). A divisão traz clareza sobre os atributos de cada fonte, além da oportunidade de reconhecê-los e de valorá-los de forma que incentive os agentes. Para tal, há possibilidade de adotar uma estratégia de transição pautada em fases que, a longo prazo, resultariam em um mercado aprimorado de serviços ancilares.

Figura 2 – Separação dos atributos das usinas



Primeiramente, torna-se necessário revisar os valores de ressarcimento pagos aos geradores hidrelétricos. Há, ainda, oportunidade de reconhecimento de outros serviços mediante aprimoramento do mecanismo regulatório vigente no âmbito da ANEEL, inclusive, a partir do resultado da Consulta Pública ANEEL 83/2021.

Como ação inicial, sugere-se **atualizar os valores de referência utilizados no cálculo da TSA**. O cálculo deve levar em consideração a realidade operativa contemporânea e abarcar as diferenças ocorridas na matriz desde 2002, especialmente no que tange ao acréscimo dos custos marginais de operação e manutenção da unidade funcionando como compensador síncrono.

$$TSA = \frac{\text{Com } x \text{ } 1,0594}{1 - IMP / (1 - IMP)}$$

A partir desse ajuste, seria interessante **reabrir a discussão técnica para a adoção de custos realistas de Capex e Opex das hidrelétricas com o perfil de prestação de serviços ancilares** endereçando o assunto aos órgãos competentes. Contudo, é preciso considerar que o atual sistema não estimula a melhoria da prestação dos serviços ou o surgimento de novos ofertantes ou de novos serviços, apenas ressarcir os agentes já prestadores. Portanto, vale refletir sobre a reestruturação da remuneração por estes serviços.

Com relação a reestruturação sugere-se a inclusão de uma parcela fixa que englobe os custos referentes à implantação do serviço e necessários para cobrir os desgastes sofridos pelas unidades geradoras e sistemas auxiliares com valores realistas, além de uma parcela variável relacionada ao acionamento do serviço. Outra possibilidade de aumentar a oferta dos serviços ancilares é criar mecanismos que incentivem a motorização dos poços vazios presentes hoje em diversas usinas hidrelétricas. De modo geral, a remuneração adequada incentiva os agentes a realizarem melhorias independentemente de um aumento significativo de Garantia Física, auxiliando na manutenção de longo prazo das usinas.



Após a atualização dos valores, abre-se espaço para avanço de uma segunda fase, referente ao médio prazo (dentro de 5 anos), em que a remuneração dos serviços ancilares seria definida em esquemas de competição por meio de Leilões de Capacidade com produtos de serviços ancilares de longo prazo. Essa iniciativa ajudaria a promover uma curva de aprendizado tanto para os entes reguladores como para os agentes do setor elétrico brasileiro. Em outras palavras, seria a transição de uma abordagem de ressarcimento/reembolso, que domina atual paradigma regulatório, para uma abordagem incentivada pelo preço. Contudo, vale ressaltar que, independentemente da forma de implantação de um mercado concorrencial, é necessário priorizar as fontes que conseguem ofertar uma maior quantidade de atributos com alta segurança de atendimento.

Por fim, a terceira fase, que representa o longo prazo (depois de 10 anos), seria caracterizada pela consideração do custo de oportunidade da venda da energia no mercado spot em regime de preço por oferta. Cabe ressaltar que, para o sucesso do aprimoramento dos serviços ancilares é fundamental o êxito da primeira fase, isto é, o conhecimento por parte dos agentes do setor dos reais custos da prestação dos serviços ancilares.

Outro ponto relevante nesse tema é que em mercados de energia competitivos observa-se a alocação dos custos relacionados aos serviços ancilares, principalmente os relativos à flexibilidade, nos agentes causadores da necessidade. Esse tem se mostrado fator crítico para a eficiência e economicidade da operação, pois incentiva os geradores detentores do atributo bem como o aprimoramento das metodologias de previsão. Isso resulta em uma inserção mais branda de restrições como a de reserva de potência operativa nos modelos de otimização do despacho econômico. Portanto, não pode ser esquecido na avaliação de estudos futuros. Ainda sobre os mercados competitivos, é interessante trazer as experiências daqueles países que deram luz a relevância dos atributos de inércia e flexibilidade constantes no parque hídrico como:

- No Reino Unido, a National Grid realiza leilões de serviços de suporte reativo. Os geradores podem ofertar o provimento do serviço em um produto composto por uma componente de capacidade (preço por MVAR e quantidade ofertada) e uma componente de utilização (curva de preço MVARh). Os vencedores do leilão entram em contratos bilaterais anuais e são pagos por ambas as componentes;
- No mercado de eletricidade da Austrália todos os provedores de suporte reativo são elegíveis a receber a *availability payment component* por sua disponibilidade a prestar o serviço quando chamados. Os compensadores síncronos também recebem uma



- parcela chamada de *enabling payment component*, paga quando seus serviços são ativados pelo operador para uso. Os geradores, por sua vez, recebem a *compensation payment component*, que é baseada em seu custo de oportunidade e é paga sempre que há alguma restrição que o impeça de operar de acordo com decisões de mercado;
- No sistema nórdico, a compensação pela prestação dos serviços de controle primário de frequência, controle secundário, reserva, alívio de carga e *tripping* de geradores é baseada nos seguintes fatores: capacidade instalada, reserva disponível e reserva utilizada. No sistema o pagamento da reserva de potência é igual a 22% do preço diário do mercado spot, multiplicado pela reserva de potência e pelo período utilizado. Caso a reserva de potência seja ativada, um pagamento adicional é dado a energia produzida, cujo valor é equivalente ao preço da potência quando a energia é medida.

#### 4. Conclusão

Historicamente, o sistema elétrico brasileiro utiliza seu parque hidrelétrico para garantir diversos atributos de confiabilidade. Logo, na medida em que esse parque vai perdendo sua participação relativa na matriz, avaliações robustas serão necessárias para que o suprimento seja feito nos mesmos níveis de qualidade. Essa situação torna evidente o “efeito perverso” criado sob os prestadores de serviço ancilares atualmente e, por conseguinte, o benefício de reestruturar sua remuneração. Portanto, com intuito de apaziguar a situação e de, no longo prazo, incentivar a criação de um mercado concorrencial de serviços ancilares sugere-se que o MME, em um primeiro momento:

- 1. Enderece a avaliação de novos valores de referência para a TSA com intuito de revisa-la o mais rápido possível.**
- 2. Reabra a discussão técnica para a adoção de custos realistas de Capex e Opex das hidrelétricas com o perfil de prestação de serviços ancilares.**

Ademais, a ENGIE gostaria de salientar que foi iniciado no mês de janeiro o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento denominado “Valorização dos Serviços de Usinas Hidrelétricas e Proposições comerciais”. O enfoque desse projeto se dá justamente no estudo de potenciais mudanças regulatórias e diretrizes comerciais que possibilitem a correta valoração dos serviços prestados pelas usinas hidrelétricas para o SIN, em cenários de maior presença de renováveis e geração distribuída. Vale frisar que ele será executado pela COPPE-UFRJ em conjunto com as seguintes empresas: ESSENZ Soluções, ICPTech, HAIDAIDI Engenharia e PRINCIS. Além disso, nos colocamos à disposição para eventuais esclarecimentos acerca das exposições apresentadas.