

Contribuição da ABRAGE à Consulta Pública MME 145/2022

1. Introdução

Inicialmente, a ABRAGE cumprimenta o Ministério de Minas e Energia pela continuidade da discussão sobre tema de grande relevância para os agentes do setor elétrico, relacionado à prestação de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN).

No evento promovido pelo MME, entre os dias 27 e 29 de julho de 2022, que contou com ampla participação de agentes e instituições do setor elétrico, o tema “Mercado de Serviços Ancilares” teve alguns pontos de consenso, conforme abaixo:

- I. Identificação dos serviços prestados relacionados aos serviços ancilares e aperfeiçoar o desenho de mercado do setor elétrico, de forma a estabelecer a adequada remuneração, bem como isolar os preços pelos produtos e serviços, de modo a prover transparência e evitar subsídios;
- II. Co-otimização do mercado de serviços ancilares com o mercado de energia e de capacidade/lastro;
- III. Criação de modelo de mercado competitivo para atendimento à necessidade de serviços ancilares do sistema, com remuneração adequada, que contribua para a entrada de novas tecnologias e arranjos.

Como pode ser visto, a modernização do setor elétrico tem como um de seus pilares o reconhecimento dos atributos e a forma de remuneração dos serviços ancilares através de mecanismos de mercado ao lado da separação e valoração de energia e capacidade/lastro.

A expansão significativa das fontes renováveis não controláveis, sobretudo solar e eólica, tem resultado no expressivo aumento dos custos de serviços ancilares em diversos mercados no mundo (EUA, Austrália, França).

No Brasil, o valor da primeira tarifa de serviços ancilares foi estabelecida pela ANEEL em 2002, por meio da consulta de valores a um grupo seletivo de geradores e desde então o valor vem sendo atualizado pela inflação.

Entretanto, a matriz eletroenergética do SIN se transformou, passando de um sistema hidrotérmico de atendimento à carga, para uma nova configuração com a perda de participação das usinas hidrelétricas e forte penetração de fontes renováveis não controláveis (especialmente eólica e solar).

Não obstante a importância das fontes renováveis intermitentes no atendimento à expansão da carga do sistema nos últimos anos, tais fontes não dispõem de diversos atributos necessários à maior flexibilidade operativa. Assim, a inserção desses tipos de fontes não controláveis impactou o padrão de operação das unidades geradoras das UHES, que têm sido acionadas com maior frequência para conferir flexibilidade operativa ao SIN, em função dos diversos atributos característicos dessas usinas.

A maior demanda e, por conseguinte, o maior custo para prestação dos serviços ancilares, demonstram a necessidade de revisão da Tarifa de Serviços Ancilares - TSA, uma vez que, pelo IPCA, não foi capturada a evolução real dos custos operacionais para a prestação desses serviços. Em mercados maduros foram conduzidos estudos para compreender os fatores de pressão no aumento dos custos para a prestação dos serviços ancilares.

Um indicativo do aumento da necessidade e dos custos dos serviços ancilares é a crescente contratação de compensadores síncronos nos leilões de transmissão com investimentos cada vez mais expressivos.

Não se pode esquecer que a utilização de novas tecnologias como a geração de fontes intermitentes e elos de corrente contínua exigem uma maior qualidade da rede mediante uma maior necessidade de prestação de serviços ancilares pelos empreendimentos de geração hidrelétrica.

Na visão da ABRAGE, parece-nos um modelo perverso para as UHEs, onde ao mesmo tempo que têm sua geração deslocada pela mudança da matriz energética e dos critérios operativos devido a expansão de Recursos Energéticos Distribuídos, a utilização de recursos pelo lado da demanda e a inserção de fontes renováveis não controláveis, não recebem a devida compensação pelo aumento dos custos de prestação dos serviços ancilares que viabilizam a desejada transição energética sem impacto na confiabilidade do SIN. Em suma, especificamente em relação aos serviços ancilares, a mudança da matriz de energia elétrica e os novos mecanismos de

incentivo à participação de recursos pelo lado da demanda requerem o uso de diversos atributos fornecidos pelas hidrelétricas que são imprescindíveis para a confiabilidade do SIN e a desejada transição energética para o país. Depreende-se dos aspectos supracitados que o valor dos serviços ancilares prestados precisam ser atualizados.

A presente contribuição parte de um trabalho que está sendo desenvolvido nesse momento, pela ABRAGE em conjunto com a Fundação Getúlio Vargas, acerca da metodologia para remuneração dos atributos inerentes ao parque hídrico brasileiro.

As contribuições em forma de resposta aos questionamentos apresentados nessa Consulta Pública não representam o trabalho final que será apresentado oportunamente pela Associação e serviu de base para resposta a alguns questionamentos formulados pelo MME.

À luz da regulação e dos procedimentos de rede atuais, muitas vezes as UHEs são despachadas de forma a prestar serviços que atendam os requisitos de flexibilidade com pouca ou nenhuma contrapartida. Assim, é oportuna a abertura da presente consulta pública de forma a discutir o devido reconhecimento e valoração dos múltiplos atributos e benefícios sistêmicos fornecidos pelas UHEs.

A proposta da CP 145/2022 é:

- (i) consolidação de diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais em curso;
- (ii) proposição de alguns questionamentos a serem apresentados para contribuições gerais da sociedade, por meio de Consulta Pública do MME, conforme apresentado a seguir.

2. Diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais relativas à prestação de serviços ancilares no SIN

Com relação à clareza, transparência e neutralidade tecnológica na definição dos requisitos sistêmicos é fundamental que todos os custos associados às fontes de geração sejam considerados, tendo em vista que fontes intermitentes resultam na

necessidade de outras fontes para suprir a sua variabilidade e intermitência. Assim, devem ser definidas metodologias e indicadores que considerem esses requisitos de forma sistemática e transparente na expansão de geração do sistema, visando a valoração adequada dos respectivos requisitos supridos pelos geradores hidrelétricos.

Com relação à adoção de mecanismos concorrenciais, quando a competição for viável e desde que haja alocação eficiente dos custos, entende-se que a qualificação e quantificação dos produtos ofertados precede a definição da forma de remuneração. De posse destas informações e após ampla discussão com a sociedade, será possível avaliar quais serviços deverão ser necessariamente remunerados via Encargo de Serviço de Sistema e quais podem ser remunerados via mecanismos concorrenciais, obviamente, neste último, somente quando o agente tem a gestão sobre os mesmos.

3. Respostas aos Questionamentos Apresentados pelo MME na Nota Técnica nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE

Na Nota Técnica nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE, o MME apresenta questões a serem avaliadas acerca do mercado de serviços ancilares que abarcam principalmente três eixos temáticos:

- i) aprimoramento da governança setorial;
- ii) utilização de mecanismos concorrenciais para a prestação de serviços ancilares e,
- iii) possibilidade de ampliação do escopo dos serviços ancilares para incorporar novos aspectos da modernização do setor elétrico brasileiro.

A ABRAGE, na visão das suas associadas, apresenta suas contribuições às questões formuladas.

1. Qual (ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?

Empresa de Pesquisa Energética e Operador Nacional do Sistema Elétrico. Além disso, é importante que as distribuidoras interajam com o ONS e a EPE para

avaliarem os requisitos decorrentes do crescimento acelerado e volume significativo da geração distribuída na operação do sistema.

2. Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?

O ONS, por ser o operador do sistema, é o melhor conhecedor dos atributos necessários para a operação ótima do sistema atual, principalmente diante da grande participação das fontes renováveis intermitentes na matriz energética nacional. Dessa forma, para se manter a garantia da confiabilidade e da segurança da operação futura, o ONS deve participar ativamente do planejamento da expansão, auxiliando a EPE nas indicações de quais serão os atributos necessários.

O papel da EPE também seria o de prospectar tecnologias futuras, tais como, sistemas de armazenamento de energia, que pudessem prestar esse tipo de serviço num futuro próximo e incluí-las no Plano Decenal da Expansão da Geração em um capítulo específico. Reforçamos o disposto na resposta ao item 1, onde destacamos a importância da interação das distribuidoras com a EPE e o ONS, em função do crescimento exponencial e volume expressivo instalado de geração distribuída, que representam um desafio para a operação e confiabilidade do sistema elétrico.

Sugere-se a criação de fóruns para consolidar a definição e avaliação de requisitos sistêmicos, fruto da interação do ONS e EPE, que devem levar em consideração os custos para a prestação desses serviços.

3. Como adotar, de forma preferencial, mecanismos concorrenciais para a prestação dos serviços ancilares? E como tratar, nesse contexto, os ativos existentes que atualmente prestam serviços ancilares de forma compulsória? Como garantir a eficiência da prestação dos serviços ancilares compulsórios?

Inicialmente, cabe ressaltar que o termo compulsório não significa que tais serviços não sejam remunerados, mas somente estabelece um rol de atributos necessários

que devem ser contratados de geradores elegíveis. Atualmente, os geradores hidrelétricos prestam diversos serviços ancilares cujos valores precisam ser revistos além de outros que sequer são remunerados.

E esse quesito de serviços compulsórios deve refletir o diferencial que determinada fonte venha prover tais atributos para o sistema, assim como o tempo mínimo que tais requisitos consigam ser disponibilizados para o sistema de forma interruptível.

Contudo, apesar dos geradores estarem prestando diversos serviços sem remuneração, os mesmos fazem jus a algum tipo de pagamento, impondo que se dê tratamento urgente, com a adoção de medida corretiva da regulação atual, antes mesmo de uma solução mais estrutural com vistas à criação de mecanismos concorrenciais.

A ABRAGE entende que há espaço e oportunidade para o reconhecimento e a revisão de valores mediante aprimoramento do mecanismo regulatório vigente.

Diferenciar as fontes com base em aspectos temporais (tais como usinas existentes e novas), na prestação de serviços ancilares, tende a ocasionar falta de isonomia em caso de mecanismo concorrenciais para prestação dos serviços. Nesse sentido, de forma mais ampla, a diferenciação de uma fonte se tornaria um diferencial na comercialização de energia, em detrimento das demais.

Assim, seja no modelo regulado adotado atualmente, como em mecanismos concorrenciais a serem adotados, todos os geradores hidrelétricos devem ser elegíveis, sejam os existentes ou os novos.

O atual sistema de remuneração, via ressarcimento dos custos incorridos, para os prestadores de serviços ancilares não abarca todos os serviços prestados e não estimula a prestação deste tipo de serviço, nem a sua melhoria ou o surgimento de novos serviços ancilares.

Desta forma, poderia ser adotada uma estratégia composta por três fases: na primeira fase, seriam apresentadas contribuições no sentido de se adotar custos realistas de Capex e Opex das usinas com o perfil de prestação de serviços ancilares, ao mesmo tempo em que é sinalizada a necessidade de transição para as duas outras fases.

A segunda fase abordaria a necessidade de que, no médio prazo (até 5 anos) a remuneração dos serviços ancilares seja definida em esquemas de competição por meio de Leilões de Capacidade com produtos de serviços ancilares.

Já no longo prazo (até 10 anos), implantar-se-ia a terceira fase, caracterizada pela consideração do custo de oportunidade da venda da energia no mercado spot, sendo o regime de contratação de serviços ancilares em regime de preço por oferta.

Como já mencionado, a ABRAGE, em conjunto com a FGV, está elaborando um estudo técnico com vistas a:

- I. Esclarecer sobre o compartilhamento no uso do Sistema Interligado Nacional pelas diversas fontes de geração;
- II. Identificar os atributos presentes ou não nas diversas fontes de geração que compõem a Matriz Elétrica do país e;
- III. Definição de uma metodologia que permita a remuneração adequada dos atributos inerentes ao parque hidrotérmico que vêm sendo alocados às fontes variáveis renováveis que viabilizam a expansão através dessas fontes.

4. Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:

4.1) Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades para a prestação de serviços ancilares?

O padrão de operação de unidades geradoras das hidrelétricas mudou profundamente nos últimos anos, tendo uma maior frequência de acionamento para garantir que o sistema possa manter as suas condições operacionais, em função do aumento significativo de geração oriunda de fontes intermitentes.

Ademais, os serviços ancilares são fundamentais para garantir a qualidade da rede com o volume expressivo de fontes intermitentes e elos de corrente contínua que são sensíveis às variações de tensão e frequência.

Outro aspecto que chama a atenção é o aumento da quantidade e valores investidos em compensadores síncronos em leilões de transmissão.

Os fatos supracitados demonstram a necessidade de atualização dos valores de remuneração do serviço ancilar de compensação síncrona, tendo em vista que a utilização de unidades geradoras de usinas hidráulicas como compensadores, pode reduzir e postergar investimentos de maior magnitude no sistema de transmissão.

O MME deve solicitar ao ONS informações acerca do padrão de operação, considerando o maior histórico possível para elaboração de metodologia e calibração do valor a ser pago aos geradores, principalmente aos hidrelétricos, em virtude do aumento do acionamento das unidades geradoras, de forma a garantir a segurança do sistema e qualidade da rede.

Caso o ONS não disponha de tais informações para todas as usinas ou as informações representem um horizonte muito curto do histórico das usinas, sugere-se a complementação mediante informação solicitada aos próprios agentes. Não seria necessário ter a informação de todos os agentes, mas uma amostra de dados suficientemente grande para modelar e ajustar parâmetros para os serviços já contemplados e os ainda não reconhecidos, como a flexibilidade, por exemplo.

Deve-se buscar atualizar os valores das tarifas dos serviços atualmente prestados, enquanto prepara-se o terreno para mudança do arcabouço regulatório e legal para a criação de um mercado concorrencial.

A ABRAGE propõe que os recursos a participarem do mecanismo concorrencial a ser adotado devem garantir o cumprimento dos atributos e requisitos ofertados para manutenção da confiabilidade do sistema, sob pena de sofrerem as devidas sanções, caso não venham a entregar os produtos ofertados.

Contratação:

Em se tratando de mecanismos concorrenciais, sugerimos as seguintes formas de contratação:

- I. Leilão: voltado geralmente para a contratação de serviços ancilares em longo prazo;
- II. Mercado: voltado geralmente para a contratação de serviços ancilares para o curto prazo;
- III. Contratos Bilaterais: os operadores utilizam como requerimento de reserva, geralmente para cobrir um período específico.

Cabe ressaltar que a experiência internacional sinaliza que é mais comum a utilização de mecanismos de mercado para a contratação dos serviços de regulação secundária de frequência. Ao passo que os serviços ancilares de black start e suporte de reativos são normalmente contratados por mecanismos de longo prazo, como por exemplo, leilões ou contratos bilaterais.

Precificação:

Com relação à precificação, sugerimos as seguintes possibilidades:

- I. Preço Regulado: é a alternativa menos eficiente e adotada quando não há um mercado ou players suficientes para garantir ou existir competição, tendo em vista que tende a refletir de forma imperfeita o custo real do fornecimento;
- II. Preço de oferta: o gerador é remunerado ao preço da oferta que fez;
- III. Custo Marginal: é o mecanismo mais utilizado pelos operadores. Nessa modalidade, todos os fornecedores bem-sucedidos em suas ofertas são remunerados pela última oferta aceita pelo mercado.

Remuneração:

A remuneração dos serviços ancilares pode contemplar diferentes componentes, os quais tentam refletir os diferentes custos incorridos pela unidade geradora que realizou a prestação do serviço. Abaixo, listam-se alguns deles:

- I. Parcela Fixa: relacionada com os custos de investimento no equipamento necessário para fornecer o serviço;

- II. Parcela de Disponibilidade: relacionada aos custos incorridos para manter o serviço disponível, mesmo que não esteja sendo utilizado. Esta parcela pode incluir custos com geração mínima, manutenção, mão de obras, entre outros;
- III. Custo de oportunidade: representa a receita que o agente de geração teria se vendesse o serviço ancilar em outro mercado. Um exemplo, é a perda de oportunidade de vender energia no mercado enquanto presta o serviço de regulação de frequência.

Penalidade:

A remuneração deve ser ajustada mensalmente de acordo com as indisponibilidades, causadas por falhas ou paradas programadas nos equipamentos, quando despachados exclusivamente para a prestação dos serviços ancilares. Além disso, deve-se considerar a possibilidade de criação de mercados de ajuste onde os prestadores de serviço ancilares possam fazer contratos bilaterais para evitar a aplicação de penalidades.

Tais sugestões são baseadas em pesquisas em países onde existem mercados de energia mais maduros e a ABRAGE apresentará proposta ao final do trabalho realizado juntamente com a consultoria especializada da FGV.

Trazemos abaixo metodologias sugeridas no trabalho realizado pela Thymos, anexo à contribuição da Eletrobras para a CP ANEEL 83/2021.

Compensação Síncrona

- **Serviço ancilar de compensação síncrona.**

Metodologia

- Como as unidades geradoras possuem limitações físicas de capacidade para fornecer a potência ativa, observando diferentes requisitos de potência reativa, a unidade geradora ao fornecer energia reativa tem um custo de oportunidade relacionada à receita que o empreendimento de geração poderia ter com a injeção de energia ativa na rede elétrica. Nesse sentido,

a contratação do fornecimento de energia reativa precisa recuperar o custo de oportunidade advindo da redução da produção da energia ativa.

- O estudo nota ainda que a curva de capacidade de uma unidade geradora informa os limites de operação para o fornecimento de energia ativa e energia reativa dentro de limites de aquecimento da armadura, aquecimento do enrolamento de campo, potência da turbina, estabilidade e excitação máxima e mínima. Portanto, assim como feito por Kumar (2017), a partir dessas curvas é possível estimar tanto o custo de produção da energia reativa como o custo de oportunidade de produção da energia ativa em unidades geradoras que operam como compensadores síncronos.
- Nesse trabalho é apresentado o cálculo de um indicador de benefício social elaborado pela Thymos e a quantificação da atualização da remuneração com a aplicação dessa metodologia.

Abaixo a metodologia sugerida para determinação da TSA, extraída do anexo da contribuição da SPIC, e produzido pela MRTS Consultoria, para a CP ANEEL 83/2021:

Tarifa de Serviços Ancilares – TSA:

- O regramento atual não é capaz de remunerar o investimento, tampouco garante que o investidor seja remunerado pela disponibilidade em prestar serviços ancilares frente ao comando do ONS.
- O documento apresenta uma proposta de aprimoramento da TSA por meio de um estudo de caso, desenvolvido com base nas métricas de TIR e VPL, de desempenho econômico do serviço de suporte de reativos, considerando a desagregação da tarifa em parcelas fixas e variáveis, especificamente para unidades geradoras hidrelétricas operando como compensadores síncronos.
 - ✓ O estudo de caso mostrou maior estabilidade em relação à estrutura vigente e melhores garantias para o investimento quando realizado por meio da estrutura tarifária proposta.

- A desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável oferece ao investidor condições de assegurar necessário retorno do investimento por meio de um conjunto de parcelas fixas, dentre elas a parcela de investimento, denominada de TSAi, cuja função é de remunerar o desembolso do investidor, admitida uma TMA. A disponibilização do serviço também deve ser considerada em termos de O&M, parcela representada pela TSA_d, destinada à cobertura dos custos pela disponibilidade das unidades para prestação do serviço. Completa a parcela de componentes fixos uma parcela adicional por acionamento (TSA_a), com objetivo de cobrir eventuais diferenças de remuneração em relação ao número de horas de operação previstas. Quanto à parcela variável, o mecanismo é similar ao existente hoje, que considera a remuneração pelo serviço efetivamente prestado, aqui denominado de TSA_v.
- A desagregação da tarifa poderia mitigar os riscos de investimento, assim como estimular novos entrantes e dotar o sistema de recursos adicionais. Isso porque a remuneração vigente oferece condições limítrofes para implantação de projetos de suporte de reativos por meio de unidades geradoras para casos em que a operação se restrinja a um número de horas equivalente à carga mínima, por exemplo.

4.2) Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?

Nos mercados de energia onde os serviços ancilares têm sido negociados observou-se que a alocação adequada dos custos destes serviços, principalmente os relativos à flexibilidade – com atribuição aos responsáveis pelas variações que os causam – tem se mostrado fator crítico para a eficiência e economicidade da operação. Isso ocorre, tanto pelo aprimoramento das metodologias de previsão, quanto pela inserção mais branda de restrições de reserva de potência, rampa, entre outras nos modelos de otimização do despacho econômico.

De forma resumida, os custos dos serviços ancilares deveriam ser arcados por quem se beneficia deles, neste caso, todos os consumidores do SIN ou por quem deu causa ao seu uso.

A alocação dos riscos vai depender de tudo o que foi aventado no questionamento 4.1, aumentando-se as remunerações devidas, para o caso em que os fornecedores dos serviços ancilares assumam os riscos e reduzindo-se nos casos de assunção dos riscos por parte dos compradores.

Não cabe aos consumidores como sendo os principais beneficiários da prestação de serviços ancilares, serem os responsáveis pela gestão da confiabilidade. A responsabilidade que deve recair sobre os consumidores deve ser a obrigação de lastrear os seus requisitos de energia e potência por meio de contratos à luz da legislação vigente. A identificação de riscos associados à confiabilidade que é coberta mediante a prestação de serviços ancilares é responsabilidade do ONS, bem como buscar a maneira de mitigá-los.

Em relação aos riscos de não prestação do serviço ancilar contratado em leilão, estes devem recair somente sobre os prestadores do serviço, por meio de pesadas penalidades pela não prestação do serviço. No entanto, os riscos de difícil mensuração, tais como provocados por terceiros, devem ser desconsiderados da prestação do serviço, o que dará conforto aos players para a competição, focando na redução dos custos para prestação do serviço. O ONS deve sempre contratar uma margem superior dos serviços ancilares necessários, de forma a estarem resguardados caso algum prestador do serviço não o possa efetivar no momento adequado.

4.3) Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?

Inicialmente, cabe ressaltar que o atual sistema de remuneração, via ressarcimento dos custos incorridos para a prestação dos serviços ancilares, tem se mostrado ineficiente, considerando que não estimula a melhoria da prestação dos serviços ou o surgimento de novos ofertantes ou de novos serviços, além de não remunerar serviços prestados pelos geradores hidrelétricos tais como fornecimento de flexibilidade e inércia.

A percepção que existe no mercado é de que as formas de remuneração existentes hoje não são capazes de recuperar os custos incorridos para a prestação dos

serviços ancilares, muito menos de incentivar o surgimento de novos fornecedores destes serviços.

Todavia, a atualização dos valores da tarifa dos serviços ancilares pode encontrar resistência em diversos agentes e instituições do setor elétrico por representar aumento de custo para o sistema e, conseqüentemente para os consumidores.

Entretanto, isso não quer dizer que esse aumento de custo não esteja ocorrendo, mas que apenas está sendo absorvido pelos prestadores de serviços ancilares visto que estes estão sendo remunerados muito abaixo dos seus custos ou mesmo não sendo remunerados. Atualmente acredita-se que, pelo fato de que vários desses serviços são compulsórios, os mesmos já estariam sendo contemplados nas tarifas vigentes.

A eficiência deve ser medida não só mediante a redução de valores num mercado competitivo, mas através de indicadores de melhoria e manutenção da qualidade da rede, redução de custos de transmissão com postergação de investimentos e redução de custos com despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

A escassez de fornecimento de serviços ancilares será um problema no futuro próximo, tendo em vista o grande aumento previsto da participação das fontes renováveis intermitentes na matriz energética nacional, que trará consigo o aumento da necessidade de alguns serviços ancilares para controle de frequência e tensão, tais como reserva de potência, flexibilidade, inércia, rampa de subida e descida e compensação síncrona.

As alterações no desenho de mercado propostas no questionamento 4.1 podem trazer ganhos para todo mercado, além de garantir a confiabilidade e a segurança da operação futura do sistema.

A ABRAGE está desenvolvendo uma proposta de tratamento da flexibilidade via mecanismos de mercado.

5. Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados por meios de mecanismo concorrencial?

A entrada significativa de geração intermitente no SIN trouxe profundas mudanças de padrão na operação das unidades geradoras, que passaram a ser acionadas com mais frequência para manter o sistema dentro de condições operacionais seguras, seja para geração de potência ativa, seja para potência reativa.

No submercado nordeste a análise do perfil de geração eólica, em discretização horária, mostra que em alguns momentos a geração se altera em montantes elevados em intervalos pequenos e, nesses instantes, passa-se a ser requerida ainda mais a disponibilidade de fontes de energia complementares moduladoras.

Por várias vezes, a geração eólica tem ultrapassado a carga no sistema N-NE, expondo-o a riscos de desligamento sistêmico por sobrefrequência, dadas as programações dos equipamentos de proteção.

Uma outra forma de observar o impacto da penetração das fontes intermitentes na região nordeste, está relacionada ao aumento do número de eventos de partidas e paradas de unidades geradoras hidráulicas.

A contratação por meio de mecanismos competitivos tem uma grande vantagem da eficiência. Quanto maior o número de participantes com interesse em oferecer serviços ancilares, mais competitivo se torna o mercado e a utilização dos recursos se torna mais eficiente. Alguns “players” podem oferecer sistemas de armazenamento de energia e controles de carga, o que diminuiria a necessidade da reserva de energia por parte da produção, aumentando a eficiência da geração.

A forma compulsória obriga os participantes a fornecerem recursos em troca do seu uso da rede, o que garante a disponibilidade destes recursos quando necessário. Entretanto, essa forma pode acabar incentivando investimentos desnecessários e desincentivando a inovação tecnológica. Claramente a forma compulsória tende a ter baixa aceitação pelos participantes. Além disso, alguns participantes não são aptos a prover os recursos solicitados, a depender da tecnologia de geração empregada. Isso pode trazer a necessidade da criação de exceções regulatórias e técnicas que podem distorcer o mercado de energia elétrica.

6. Como garantir a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?

Sugerimos, inicialmente, a adoção de custos realistas de Capex e Opex das usinas com o perfil de prestação de serviços ancilares.

A atualização dos custos para a prestação dos serviços ancilares deveria ser uma etapa provisória. A adoção de mecanismos concorrenciais é parte integrante do rol de iniciativas de modernização do setor e está intimamente ligada à separação de lastro e energia, que é objeto da CP 146/2022 do MME. A separação destes atributos cria uma oportunidade de reconhecimento de todos os atributos associados a cada fonte e a oportunidade de valorá-los de forma adequada. Ou seja, de maneira geral, o atual marco regulatório não incentiva a busca pela eficiência e tampouco reflete o custo para prestação dos serviços ancilares e o custo de oportunidade para o sistema, que vem permitindo a inserção com segurança de fontes renováveis intermitentes.

Vale ressaltar que durante muitos anos a expansão da geração no mercado brasileiro de energia elétrica, notadamente depois do racionamento de 2001-2002, foi garantida por mecanismos competitivos de leilão. Por que então esse mecanismo, desde que devidamente projetado e operacionalizado, também não garantiria a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares?

7. Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?

O ONS deve indicar quais os atributos fundamentais para o pleno funcionamento do sistema em face de sua atual topologia, bem como antecipar futuras necessidades que surgirão em função das mudanças na matriz e no desenho do mercado.

Quando os mercados de eletricidade começaram a ser desregulamentados no início dos anos 90 em vários países, o despacho de energia geralmente tinha que ser concluído pelo menos várias horas antes do tempo real, porque os operadores sentiam que precisavam desse tempo para decidir o que fazer para garantir a confiabilidade operacional do sistema.

Assim, os recursos de confiabilidade (serviços ancilares) eram então adquiridos com base em contratos de longo prazo. À medida que os operadores ganharam confiança em sua capacidade de manter a confiabilidade em um ambiente competitivo de oferta de serviços ancilares, sua dependência de contratos de longo prazo para alguns serviços ancilares diminuiu e foi substituída por mercados com períodos de negociação e prazos de entrega de até 5 minutos.

Percebe-se, portanto, que, mercados competitivos de serviços ancilares com prazos de negociação mais próximos do tempo real são particularmente benéficos em sistemas com uma proporção significativa de geração renovável estocástica, porque a necessidade de manter recursos em compasso de espera para lidar com a incerteza associada a esses geradores é bastante reduzida.

Quanto maior o número de participantes que têm interesse em oferecer serviços ancilares, mais competitivo se torna o mercado e a utilização dos recursos se torna mais eficiente. Alguns “players” podem oferecer sistemas de armazenamento de energia e controles de carga, o que diminuiria a necessidade da reserva de energia por parte da produção, aumentando a eficiência da geração.

A ABRAGE sugere então que o MME observe os seguintes pontos de atenção do setor elétrico brasileiro, em linha com a sua modernização:

- Mercado competitivo através de leilões de curto, médio e longo prazo para obtenção dos serviços ancilares;
- A definição dos serviços ancilares deve se dar pelo serviço requerido e não pela tecnologia de geração de energia que pode prover aquele serviço. Isso abre espaço para que novos arranjos tecnológicos possam competir no mercado de serviços ancilares e motiva a inovação que naturalmente traz em seu bojo a eficiência econômica de prover o mesmo recurso por um custo inferior.

A ABRAGE espera que ocorra uma priorização dos serviços ancilares a serem contratados, tendo como critério para essa decisão os serviços mais demandados pelo sistema. Ou seja, no pacote de serviços a serem contratados, deve se dar preferência aos serviços que se mostram mais utilizados e essenciais para a confiabilidade do sistema elétrico (elevação e redução de potência, Rampa, Inércia, compensação síncrona, absorção e geração de reativos para suporte a conversoras de corrente contínua).

Ademais, outro ponto que merece atenção, na priorização da escolha dos prestadores desses serviços, seria o de maior completude de serviços ancilares, ou seja, em um primeiro momento, na seleção dos prestadores de serviço, seriam escolhidas as fontes que oferecem mais atributos de forma conjugada e que consigam garantir a entrega desses atributos por um número suficiente de horas ininterruptas.

Independentemente da forma de implantação de um mecanismo concorrencial, é necessário priorizar as fontes que possuem mais atributos essenciais e que, portanto, conseguem prestá-los de forma instantânea e de forma ininterrupta por muitas horas, sempre que tais serviços forem demandados. Em um segundo momento, poderiam participar as fontes que apresentem atributos parciais.

Vale lembrar que as fontes renováveis intermitentes são imprescindíveis na garantia de suprimento e atendimento à carga no sistema elétrico, mas deve-se reconhecer que tais fontes não possuem diversos atributos e, por isso, não são elegíveis para prestação de determinados serviços ancilares como acompanhamento da carga, por exemplo.

8. Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?

A flexibilidade é um atributo essencial para a operação confiável do sistema. Atualmente ela é fornecida majoritariamente pelas usinas hidráulicas, sendo que elas não são remuneradas por este serviço.

Os recursos de acompanhamento de carga devem ter a capacidade de acompanhar a rampa de carga entre as etapas de despacho, bem como manter a frequência do sistema para outras variações. O acompanhamento de carga atualmente é fornecido, principalmente, por unidades operando sob controle automático de geração (CAG).

Uma forma de contratação deste serviço, utilizada em outros mercados de energia, é por disponibilidade, considerando uma parcela fixa e uma variável, que leva em conta um determinado preço ofertado pelo agente prestador do serviço.

O desafio é representar os aspectos físicos associados ao papel das UHEs em um sistema com participação relevante de fontes renováveis intermitentes.

Mercados maduros já contam com mecanismos para a alocação adequada dos riscos e custos causados pela variabilidade das fontes.

- I. Mercado físico vinculante do tipo day ahead;
- II. Mercado de ajustes ou intradiários;
- III. Mercado de desvios em tempo real ou de fechamento;
- IV. Mecanismos de confiabilidade;
- V. Outros.

As práticas internacionais apontam o que deve ser observado na reformulação dos modelos de aquisição de serviços de regulação de frequência:

- I. A separação da aquisição de capacidade e energia de regulação, o que pode apresentar ganhos de eficiência, visto que um recurso pode, em tempo real, oferecer energia a custos menores que os geradores disponibilizados a partir da contratação de capacidade. Em contrapartida a co-otimização proporciona sinais de preço mais adequados aos agentes (incluindo custos de oportunidade da reserva).

- II. Projeção de produtos separados para reserva de elevação e reserva de declínio, permitindo a participação de um leque maior de tecnologias, incluindo os REVs nessas ofertas.
- III. Ao definir novos produtos diferentes é importante explorar as dimensões de flexibilidade, como tempo de resposta, rampa e tempo máximo e mínimo de duração. Essa prática incentiva novos recursos flexíveis como baterias (com excelentes rampas, mas tempos máximos reduzidos) e a resposta da demanda.
- IV. Remunerações específicas por disponibilidade e energia de regulação. Em casos mais específicos são considerados preços de escassez administrados para garantir que a remuneração das reservas reflita o custo e o valor da energia em tempos de escassez, mesmo em momentos de baixos preços marginais.

Por fim, considera-se que as particularidades e desafios de implementação desses elementos no mercado de energia elétrica no Brasil faz desta uma visão de longo prazo. No entanto, a perspectiva de continuidade na inserção dos renováveis intermitentes em nossa matriz, associada às restrições de expansão de geração hidroelétrica, coloca a avaliação dessas questões na agenda do mercado e deve ser avaliada com a devida antecedência.

Ressaltamos que a ABRAGE, com o apoio da consultoria da FGV, está produzindo um estudo que buscará o tratamento isonômico entre as fontes, apresentando metodologia para remuneração dos atributos inerentes ao parque hídrico brasileiro.

9. É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?

Sim, desde que estes agentes/recursos atendam os requisitos de controlabilidade, capacidade, duração e rampa. Reforçamos a necessidade de priorização dos agentes que conseguem prover a maior quantidade de serviços e de forma ininterrupta por um razoável período de tempo, ou seja, não basta ao agente apresentar tecnologias que consigam prover flexibilidade e outros atributos por um número de horas distribuídos ao longo de um mês, mas também deve ser

provado que tal tecnologia é capaz de garantir a prestação de serviço por tempo prolongado, em qualquer momento que o sistema necessitar, para que seja ranqueado entre os primeiros para fornecer os atributos necessários ao sistema.

Dessa forma, fontes com atributos parciais podem e devem ser elegíveis para a prestação de serviços ancilares, mas devem ser convocadas em um momento subsequente às fontes que possuam mais atributos essenciais para a confiabilidade do sistema. Os requisitos sistêmicos devem ser definidos considerando todos os aspectos, de forma que as alternativas de atendimento possam ser comparadas e então selecionada aquela que proporcionar maior benefício global.

Vale ressaltar que deve ser diferenciado o que é prestação de serviço de flexibilidade para o sistema daquilo que é compensação.

10. Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?

Cada serviço ancilar requer um tipo de atributo cuja prestação depende do tipo da fonte e da tecnologia adotada.

11. Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?

Em relação aos serviços ancilares que podem ser estabelecidos de forma adicional aos já existentes, especificados na REN ANEEL 1.030/2022, recomendamos a flexibilidade (usinas hidráulicas e térmicas) e o fornecimento de inércia (usinas hidráulicas e térmicas).

Além destes, seguem abaixo sugestões de outros serviços que, apesar de atualmente serem fornecidos principalmente por usinas hidrelétricas, não são reconhecidos ou adequadamente remunerados como serviços ancilares, extraídas do trabalho da Thymos Consultoria, anexo à contribuição da Eletrobras para a CP ANEEL 83/2021:

- 1) Operação “liga-desliga” de hidrelétricas, que seria equivalente ao unit-commitment hidrelétrico

Metodologia:

- Como metodologia, o documento se baseou primeiramente no estudo do Nilsson e Sjelvgren (1997) sobre os custos associados ao isolamento do enrolamento estatório e às descargas parciais dentro da ranhura do estator e das cabeças das bobinas. Tais eventos provocam o aumento da frequência e dos custos com as manutenções programadas, quando não resultam em paradas forçadas para manutenção. Como consequência, tem-se uma elevação dos prejuízos com o custo de oportunidade de venda no mercado de energia elétrica. Em 1997, os autores estimaram que para cada partida, a vida útil da unidade geradora é reduzida entre 15 e 50 horas, sendo que os sobrecustos na média global giram em torno de US\$ 5,37/MW/por partida.
- Na sequência, o documento apresentou o estudo elaborado pelo U.S. Department (2014), que mostrou que a hidrelétrica de Flaming Gorges, localizada no Rio Colorado, com capacidade instalada de 152 MW e início de operação em 1963, teve a quantidade de partidas e paradas mais que triplicada entre o período 2006-2011, comparado ao período 2000-2005. De 13 partidas por ano no início da operação, hoje em dia essa usina tem uma quantidade superior a 50 partidas por dia – estando entre 8 e 10 vezes, o patamar máximo tolerável. Em suma, a redução da vida útil dos equipamentos é de cerca de US\$ 332,61/ parada por unidade geradora, enquanto o aumento do custo operacional é de aproximadamente US\$ 67,26/ parada por unidade geradora.

- 2) Serviço de Acompanhamento da Carga e Rampas (Elevação e Declínio).

Metodologia AEMO (Australia Energy Market Operator):

- O LFAS (Load Following Ancillary Services), aplicado pelo AEMO, é uma boa referência para esse serviço ancilar, uma vez que ele é o principal mecanismo em tempo real para garantir que a oferta e a demanda sejam equilibradas. O LFAS contabiliza a diferença entre a energia programada (o

que foi despachado), a carga real e a geração intermitente. A remuneração do serviço de LFAS leva em conta o custo de oportunidade do preço spot.

- O acompanhamento de carga pode ser fornecido por unidades operando sob controle automático de geração CAG.

Metodologia NGENSO (Grã-Bretanha - National Grid Electricity System Operator):

- Os produtos de Resposta de Frequência Firme (FFR) são contratados em um leilão mensal. Já os novos produtos, que possuem subcategorias de redução de potência e elevação de potência, são contratados através de leilões para o dia seguinte, com alternativa de envio de lances para blocos de até duas semanas à frente, e seus preços são determinados por um leilão do tipo pay-as-cleared, que atribui a todos o custo marginal do momento.
- O NGENSO prevê uma necessidade crescente de redução de geração ou elevação da carga quando a oferta supera a demanda, à medida que novos recursos (como as renováveis intermitentes e geração distribuída) introduzem grandes oscilações na oferta / demanda. Além desse, fato o crescimento da capacidade renovável traz períodos longo onde a alta geração de renovável coincidem com períodos de baixa demanda. A visão é que novos produtos de reserva negativa proporcionarão mais opções para gerir estas condições, o que apoiará a transição para um sistema elétrico predominantemente renovável e altamente interligado do futuro.

12. A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?

A resposta depende do preço que seria utilizado como base para as remunerações deste serviço e da forma de contratação, tendo em vista que fontes flexíveis serão cada vez mais necessárias, em face do grande aumento das fontes renováveis intermitentes na matriz energética nacional, e sua escassez representará sérios problemas para o bom funcionamento da economia nacional.

A previsão de uma receita que garanta o retorno do capital investido é essencial para qualquer investimento. Para tanto, é fundamental que se adote um modelo

prevendo uma parcela fixa que remunere o investimento, garantindo a atratividade de novos investidores/prestadores desses serviços, ficando a receita de curto prazo associada ao tempo de serviço efetivamente prestado.